



**Rayana Rosa Estrella de Pinho**

**VARIAÇÃO DA POROSIDADE E DA PERMEABILIDADE  
EM COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES (ANDAR  
JIKUIÁ), BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS.**

**Trabalho Final de Curso**

(Geologia)



**Rayana Rosa Estrella de Pinho**

**VARIAÇÃO DA POROSIDADE E DA PERMEABILIDADE EM  
COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES (ANDAR JIQUIÁ),  
BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS.**

Trabalho Final de Curso de  
Graduação em Geologia do Instituto  
de Geociências, Universidade Federal  
do Rio de Janeiro – UFRJ,  
apresentado como requisito  
necessário para obtenção do grau de  
Geólogo.

Orientadores:

**Leonardo Fonseca Borghi de  
Almeida**

**Patrick William Michael Corbett**

RAYANA, Rosa Estrella de Pinho

**Varição da porosidade e da permeabilidade em coquinas da Formação Morro do Chaves (andar Jiquiá), Bacia de Seripe-Alagoas:** Rayana Rosa Estrella de Pinho - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2015.

**xviii, 84 p. : il.; 30cm**

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2015.

Orientadores: Patrick William Michael Corbett, Leonardo Fonseca Borghi de Almeida.

1. Geologia. 2. Geologia sedimentar – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo, Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título.

Rayana Rosa Estrella de Pinho

VARIAÇÃO DA POROSIDADE E DA PERMEABILIDADE EM COQUINAS  
DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES (ANDAR JIQUIÁ), BACIA DE  
SERGIPE-ALAGOAS.

Trabalho Final de Curso de  
Graduação em Geologia do Instituto  
de Geociências, Universidade Federal  
do Rio de Janeiro – UFRJ,  
apresentado como requisito  
necessário para obtenção do grau de  
Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de  
Almeida

Patrick William Michael Corbett

Aprovada em:

Por:

---

Orientador: Dr. Leonardo Borghi (UFRJ)

---

Dr. Patrick Dal`Bó (UFRJ)

---

Dra. Frances Abbots (BG-Brasil)

## **Agradecimentos**

Agradeço à BG Brasil/ANP pelo apoio financeiro e logístico fornecido durante o projeto SACL, do qual este trabalho faz parte.

Agradeço à equipe da Schlumberger Brazil Research & Geoengineering Center (BRGC) pelas análises petrofísicas realizadas sem as quais este projeto não seria viável.

Ao Prof. Dr. Patrick Corbett, por todo o apoio, ensinamento e paciência ao longo da realização deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Leonardo Borghi, por ser um excelente professor com o qual aprendi muito durante a faculdade e pelo auxílio na orientação deste trabalho.

Agradeço também aos doutorandos Ana Carolina Tavares e João Paulo Porto Barros pelas discussões, dicas e sugestões essenciais para a concretização deste trabalho.

Aos colegas do Laboratório de Geologia Sedimentar (Lagesed) por estarem sempre dispostos a ajudar, em especial a geóloga Amanda Goulart Rodrigues e aos Mestres Marcelo Mendes e Raphael Câmara.

A antiga pedreira Atol, Mina São Sebastião, atual Cimpor Brasil, por possibilitar a realização do trabalho de campo e da coleta de amostras.

Agradeço imensamente aos meus colegas de turma, em especial Ariely Lupareli Rigueti, Felipe Yuji Hayashi e Lorena Sampaio, pelas discussões e pelo auxílio na reta final do trabalho.

“Valeu a pena? Tudo vale a pena se a alma não é pequena.”

Fernando Pessoa

## Resumo

Pinho, Rayana Rosa Estrella. **Variação da porosidade e permeabilidade em Coquinas da Formação Morro do Chaves (Andar Jiquiá), Bacia de Sergipe-Alagoas**. 2014. xvi, 109 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O estudo das rochas carbonáticas vem crescendo em importância no Brasil com a descoberta de novos reservatórios petrolíferos no intervalo Pré-sal, constituído sobretudo de reservatórios carbonáticos, entre os quais, coquinas. Estas rochas são extremamente heterogêneas e de difícil modelagem de suas características petrofísicas, que apresentam grande variação espacial da porosidade e permeabilidade. É necessário o estudo espacial detalhado destas rochas para um melhor entendimento de aspectos petrofísicos e dos fatores geológicos que os controlam. O objetivo deste trabalho é o de analisar a variação da porosidade e permeabilidade de coquinas ao longo de uma camada específica, selecionada em trabalho de campo realizado na Pedreira Atol (Município de São Miguel dos Campos, Estado de Alagoas), onde afloram as coquinas intercaladas com lamitos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. A camada selecionada é composta essencialmente de coquinas que apresentavam em inspeção visual grande variação horizontal da porosidade aparente. Deste conjunto foram coletados 33 plugues de 1,5” em um perfil horizontal orientado aproximadamente Norte-Sul, nos quais foram realizadas análises em laboratório para quantificação da porosidade e permeabilidade. A partir dos plugues foram confeccionadas lâminas delgadas, nas quais foi realizada análise petrográfica para melhor caracterização do seu sistema poroso. As coquinas são formadas por conchas de moluscos bivalves com traços de graos siliciclásticos do tamanho areia e de intraclastos de argila. Foram identificados três grupos petrofísicos distintos e porosidades do tipo interpartícula, intrapartícula, vugulares, intercristalina e em fraturas. O tamanho da concha, seu grau de fragmentação e a intensidade da dissolução interferem diretamente na variação da porosidade. A porosidade varia de 9.8 a 19% enquanto a permeabilidade varia de 5 a 1342 mD. Análises geoestatísticas apontam para uma pequena correlação espacial das propriedades petrofísicas (menos de 1 metro). A rápida variação da porosidade se deve em grande parte a diagenese pois a porosidade aparenta ser majoritariamente secundária. As amostras com conchas mais fragmentadas e pior selecionadas apresentam maiores porosidades e permeabilidades pois a dissolução parece ter sido mais intensa, enquanto que nas amostras com conchas maiores e menos fragmentadas o inverso ocorre, predominando a obliteração da porosidade. Esta é a primeira vez que a variação lateral das propriedades petrofísicas é documentada na Formação Morro do Chaves e os resultados apontam para grandes desafios na modelagem geológica.

Palavras-chave: Coquinas, porosidade, Formação Morro do Chaves.

## ***Abstract***

Pinho, Rayana Rosa Estrella. **Porosity and permeability variation at coquinas of Morro do Chaves Formation (Jiquiá), Sergipe-Alagoas Basin.** 2014. xvi, 109 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The study of carbonate rocks is increasing in importance in Brazil with the discovery of new petrolific reservoirs in Pre-salt that are made of carbonate rocks which include coquinas. These rocks are extremely heterogeneous and present challenges to the understanding and modeling of the spatial distribution of petrophysical properties. Thus, the detailed spatial study in outcrop analogues of these rocks becomes essential, aiming a better understanding of the petrophysical features and the geologic factors that controls them. The aim of the present study is to analyse the porosity and permeability variation in a specific layer situated at the Atol Quarry (São Miguel dos Campos City, Alagoas State) where there are outcrops of coquinas intercalated with mudstones from Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas basin. A single layer was identified on the basis of its accessibility and internal structures for details analysis. The selected layer is composed essentially of coquinas which presented a reasonable porosity range in a first visual approach. This study focusses on 33 1.5” plugs collected along a single horizontal profile in the selected layer, aligned approximately north to south orientation that were taken to the laboratory where the porosity and permeability of the plugs were quantified. Thin sections were made from each plug for petrographic analysis, focusing on a better understanding and description of the porous space. The coquinas are made mostly of bivalve shells with a trace of siliciclastic grains of sand size and trace clay intraclasts. Three petrophysical groups were distinguished and the identified porosity types included interparticle, intraparticle, vug, intercrystalline and fractures. The shell size, degree of fragmentation and dissolution intensity interfere directly in porosity variation. Porosity varies from 9.8 to 19% whilst permeability ranges from 5 to 1345mD – the latter being very significant. Geostatistical analysis shows a very short correlation length (less than 1 metre). The variation is largely due to diagenesis, since almost all the porosity seems to be secondary. The samples with poor selected and more broken shells contain higher porosity and permeability due to greater dissolution intensity while samples with bigger and less broken shell the opposite occur because obliteration is the dominant process. This result – the first time lateral variations in petrophysical properties has been documented in the Morro do Chaves - poses significant geomodelling challenges.

Key words: Coquinas, porosity, Morro do Chaves Formation.



## Lista de Figuras

Figura 1- Mapa de localização da Mina São Sebastião, antiga pedreira ATOL. A mina está localizada no Município de São Miguel dos Campos- AL. ....	3
Figura 2 - Localização da camada 2b selecionada para estudo na pedreira ATOL (Foto cedida pelo Prof. Patrick Corbett (HWU)). ....	4
Figura 3- Perfil estratigráfico esquemático mostrando a localização estratigráfica da camada 2b (CÂMARA 2013). ....	5
Figura 4- Mosaico de fotos da camada 2b selecionada para estudo. As possíveis linhas temporais de deposição das coquinas inclinadas estão indicadas com as linhas tracejadas. Também é possível observar os pontos de coleta dos plugues (Foto cedidas por Prof. Patrick Corbett (HWU)). ....	6
Figura 5- Montagem com fotos do afloramento das coquinas, mostrando algumas de suas características: Medidas estrutural e sedimentar, acumulação de conchas, conchas grandes e inteiras e camada de lutito no topo do intervalo. A posição e escala de cada foto na camada está indicada pelo quadrado azul (Fotos cedidas por Prof. Patrick Corbett (HWU)). ....	6
Figura 6- Esquema mostrando as etapas do trabalho: coleta de material, método utilizado para o trabalho e os resultados obtidos. ....	8
Figura 7-Classificação da porosidade utilizada no presente trabalho, indicando os tipos de poro de acordo com Choquette & Pray (1970). ....	9
Figura 8- 1) Plugues sendo lavados com tolueno e metanol 2) Plugues após a secagem em estufa e 3) Aparelho AP-608 conectado ao computador, onde são feitas as medidas de porosidade-permeabilidade. ....	10

Figura 9- Mapa de localização da Bacia de Sergipe-Alagoas (Souza Lima et al. 2002).....	11
Figura 10- Carta estratigráfica da Sub- bacia de Sergipe, a Formação Morro do Chaves está indicada pelo quadrado (Retirado de Campos Neto et. al. 2007).....	16
Figura 11-Carta estratigráfica da Sub-bacia de Alagoas. A formação Morro do Chaves está indicada pelo quadrado (Retirado de Campos Neto et. al. 2007).....	17
Figura 12- Modelo proposto para o lago no estágio rifte. Á esquerda a borda falhada do rifte e à direita a margem flexural, onde foram depositadas as coquinas da Formação Morro do Chaves (TEIXEIRA, 2012). ....	20
Figura 13- Estágios comuns na evolução de um tipo básico de poro. O poro era inicialmente móldico, evoluindo para um poro móldico alargado e posteriormente para um vug, conforme evolui o processo de dissolução. O poro poderia ser preenchido por cimento em qualquer um dos seus estágios de evolução, reduzindo a porosidade (CHOQUETTE&PRAY 1970).....	23
Figura 14- Representação esquemática das zonas nas quais a porosidade pode ser criada ou modificada. Zona eogenética estende-se da superfície a profundidades rasas, zona mesogenética encontra-se em grandes profundidades, onde a rocha não sofre mais influencia dos processos atuantes na superfície, e a zona telogenética que estende-se da superfície a pouca profundidade (CHOQUETTE & PRAY, 1970). ....	24
Figura 15- Tipos básicos de porosidade em carbonatos definido por Choquette & Pray. A porosidade se divide em seletiva e não seletiva (modificado de CHOQUETTE & PRAY 1970). ....	25
Figura 16- Gráfico mostrando a subdivisão em dez Global Hydraulic Element (GHE). Indo do Verde (GHE 1) ao vermelho (GHE 10) (CORBETT & POTTER 2004). ....	27

Figura 17- Diagrama mostrando a relação da heterogeneidade da permeabilidade com o Cv. É importante notar que para as rochas carbonáticas o Cv tende a ser alto e, portanto, a permeabilidade é muito heterogênea (CORBETT, 2013). ..... 30

Figura 18- Gráfico de Lorenz modificado. A linha reta seria o caso ideal de um reservatório homogêneo (CORBETT, 2013)..... 32

Figura 19- Esquema mostrando como é construído um variograma utilizando a camada 2b como exemplo. Neste exemplo primeiro é calculada a função gamma (soma das variâncias) para pares de amostras com distância de separação (lag) de 1 cm, depois para pares separados por 2 cm e assim sucessivamente. A função gamma é plotada no eixo Y e o lag no eixo X. .... 33

Figura 20- Exemplo de variograma. A distância de separação (lag) está no eixo das abcissas e a função gamma no eixo das ordenadas. Cada ponto possui um valor de gamma e uma distância lag e a partir dos pontos é possível gerar uma curva. Quando a curva se aproxima de uma linha horizontal pode-se dizer que não é possível observar correlação espacial entre os dados e atinge-se o range do variograma (CORBETT, 2013). ..... 34

Figura 21- Formação de calcita espática na micrita (seta vermelha) (Retirado de Tavares 2014). ..... 36

Figura 22- Cimento isópaco calcítico em franja na superfície externa dos bioclastos. Este tipo de cimento aparece pouco espesso nas coquinas da camada 2b. Amostra 1.4 do presente trabalho correspondente à fácies Cf. .... 37

Figura 23- Envelope micritico em torno do bioclasto fraturado (seta vermelha). Amostra 1.31 do presente trabalho correspondente à fácies Cf. .... 37

Figura 24- Concha neomorfizada com linhas de crescimento preservadas indicadas pela seta vermelha e os cristais formados no neormofismo pela seta preta. Amostra 1.19 do presente trabalho correspondente à fácies Cf. .... 39

Figura 25- Esquema modificado de James & Choquette (1984) indicando os diferentes padrões de preservação das estruturas originais das conchas após o neomorfismo (TAVARES, 2014). .... 40

Figura 26- Fratura nas conchas evidenciando a compactação física (seta vermelha). Amostra 1.19 do presente estudo. .... 41

Figura 27- Microestilolitos evidenciando compactação química nas coquinas da camada 2b. Amostra 1.31 do presente estudo. .... 41

Figura 28- Cimento de calcita hialina intramolde (seta vermelha) observado na amostra 1.20 do presente estudo correspondente à fácies Cf. .... 42

Figura 29- Quadro mostrando o agrupamento de semelhantes porosidades aparentes. Os círculos representam o percentual de porosidade em cada ponto: Porosidade boa (15-20%), porosidade moderada (10-15%), porosidade ruim (<10%). No quadro são observados dois grupos com porosidade boa, dois grupos com porosidade moderada e um grupo com porosidade ruim. .... 47

Figura 30-Tabela com os dados de porosidade e permeabilidade obtidos no laboratório da Schlumberger BRGC. As amostras com as melhores características permo-porosas estão circuladas em vermelho, enquanto que as amostras com as piores características permo-porosas estão circuladas em azul. .... 49

Figura 31- Comparação entre os quadros feitos com a estimativa visual macroscópica e com os dados de porosidade medidos em laboratório. Apesar da quantificação da porosidade ser diferente em alguns locais ao longo da camada 2b,

ambos os quadros mostram que a variação da porosidade subdivide a camada 2b em grupos com diferentes classes de porosidade. .... 50

Figura 32- Gráfico de Porosidade versus Permeabilidade. Cada ponto representa um plugue analisado. Os grupos petrofísicos estão destacados no gráfico. Há uma correlação positiva entre porosidade e permeabilidade na extensão da camada 2b. .... 51

Figura 33-Gráfico mostrando a relação entre porosidade e permeabilidade nas coquinas da camada 2b (losango vermelho). As amostras estão situadas nas faixas correspondentes ao GHE 5, GHE 6 e GHE 7. O grupo de baixa permeabilidade corresponde às amostras na faixa do GHE 5, enquanto o grupo de alta permeabilidade corresponde às faixas GHE 6 e GHE 7. No mesmo gráfico estão as amostras de Coquinas coletadas e analisadas por Câmara (2013), representadas por esferas cinza no gráfico. Observar que as amostras do trabalho de Câmara (2013) seguem a mesma tendência petrofísica das coquinas da camada 2b (Modificado de Corbett & Potter 2004). .... 53

Figura 34- À esquerda histograma de porosidade e à direita histograma de permeabilidade. O histograma de porosidade apresenta uma distribuição simétrica enquanto que o de permeabilidade apresenta distribuição assimétrica (SHOIER, 2014). .... 56

Figura 35- Tabela com os valores estatísticos obtidos a partir dos dados de porosidade e permeabilidade das coquinas da camada 2b. A facies 1 do autor corresponde ao grupo com alta permeabilidade (GHE 6 +7) e a facies 2 ao grupo com baixa permeabilidade (GHE 5) (SHOIER, 2014). .... 56

Figura 36- Gráfico de Lorenz para as coquinas da camada 2b. O coeficiente de Lorenz, calculado pelo gráfico, é de 0.44, indicando a heterogeneidade do reservatório. .... 57

Figura 37- Gráfico de Lorenz modificado. A reta diagonal cinza é o caso ideal em que o reservatório é homogêneo. A curva azul foi calculada para as coquinas da camada 2b, ratificando o fato de que esta camada é heterogênea. Cada quebra na curva pode indicar um intervalo com características petrofísicas distintas na camada 2b. .... 58

Figura 38- Variograma mostrando a correlação espacial entre as propriedades petrofísicas. A partir do lag 2 não é possível observar a correlação espacial das propriedades petrofísicas entre as amostras, pois os pontos estão dispersos e quando observamos a linha horizontal no variograma, indicando que encontramos o range para o reservatório. .... 59

Figura 39- Quadro-resumo dos grupos petrofísicos analisados microscopicamente. .... 60

Figura 40-Imagem geral da lâmina correspondente à amostra 1.10. Nesta figura é possível observar o tamanho das conchas, a seleção boa e o tipo de porosidade predominante intrapartícula e vugular. Os poros estão isolados e concentrados em um local específico da lâmina..... 62

Figura 41- Concha inteira não articulada indicada pelas setas pretas..... 62

Figura 42- As setas vermelhas indicam as conchas com bordas dissolvidas em que não é possível observar o cimento em franja, que pode ter sido dissolvido pela compactação química. .... 63

Figura 43- A: Concha de bivalve em que é difícil o reconhecimento das suas características originais. B: Micrita recristalizada para microespar entre os grãos bioclásticos. .... 64

Figura 44- Poro do tipo intrapartícula e do tipo vug com dissolução de parte da concha e parte da micrita. .... 65

Figura 45-Poro do tipo intrapartícula e do tipo vug..... 65

- Figura 46-Imagem geral da lâmina correspondente à amostra 1.2. As conchas parecem estar orientadas segundo a linha vermelha tracejada devido à compactação mecânica. .... 67
- Figura 47-Presença de conchas de diferentes tamanhos na mesma lâmina delgada, característica do grupo com alta permeabilidade. .... 67
- Figura 48- Linhas de crescimento e cimento isópaco calcítico em franja bem desenvolvido observados em algumas conchas. .... 68
- Figura 49- Bioclastos com cimento calcítico em franja bem desenvolvido. Este cimento acompanha o fraturamento das conchas, demonstrando que a precipitação ocorreu anteriormente ao transporte das conchas. .... 69
- Figura 50- A: Contato suturado indicado com a seta vermelha e B: Superfície de dissolução química indicado com a seta vermelha. .... 69
- Figura 51- “Fantasmas” da micrita situada entre os grãos que foi preferencialmente dissolvida. .... 70
- Figura 52- Porosidade interpartícula predominante nas amostras do grupo de alta permeabilidade. .... 71
- Figura 53- Porosidades do tipo interpartícula, vulgar e em fratura. .... 72
- Figura 54- Quadro esquemático mostrando a evolução do poro no grupo com alta permeabilidade. Primeiro ocorreria à dissolução da micrita entre as conchas, aumentando a porosidade interpartícula. Depois a compactação sofrida pela rocha formaria fraturas que com a dissolução poderia gerar poros intrapartícula. A conexão destes poros intrapartícula com os poros interpartícula formaria vugs, o que aumentaria a permeabilidade da amostra. .... 73
- Figura 55- Quadro ilustrando algumas diferenças encontradas entre as amostras pertencentes ao grupo com baixa permeabilidade e com alta permeabilidade. A:

Conchas com tamanho predominante seixo grosso e seleção moderada enquanto que em B as conchas possuem tamanhos variados, portanto seleção ruim. C: Espaço entre os bioclastos com zoom de 2,5x é ocupado por micrita enquanto que em D o espaço entre os bioclastos está pouco preenchido. E: Espaço entre os bioclastos com zoom de 5x preenchido por micrita e cimento calcítico, sendo difícil a diferenciação enquanto que em F a micrita aparece em pouquíssima quantidade. .... 75

Figura 56- Modelo de fácies proposto por Tavares (2014). (A) Distribuição das fácies até 25m do perfil esquemático da pedreira ATOL, correspondente a rampa carbonática. (B) Distribuição das fácies após 25m, onde há um aumento do influxo de material siliciclástico. A possível localização da camada 2b está indicada pelo quadrado vermelho, no limite do nível base de ondas de tempo bom, onde se encontram as fácies Cf e Cm..... 79



## Lista de Tabelas

Tabela 1- Classificação de Grabau (1904) que consiste na adição do prefixo “calc(i)- ” na classificação de rochas terrígenas/siliciclásticas para enfatizar a composição carbonática dos grãos. Retirado de Teixeira (2012).....	9
Tabela 2- Tabela montada com os dados retirados de Tavares (2014), mostrando os principais poros encontrados nas coquinas da Formação Morro do Chaves e como foram gerados. ....	43
Tabela 3- Resumo das principais características observadas em cada grupo petrofísico. ....	74
Tabela 4- Resumo dos fatores diagenéticos que controlam a geração e a obliteração da porosidade nas coquinas da camada 2b.....	77

## Sumário

<i>Agradecimentos .....</i>	<i>iv</i>
<i>Resumo .....</i>	<i>v</i>
<i>Abstract.....</i>	<i>vi</i>
<i>Lista de Figuras.....</i>	<i>vii</i>
<i>Lista de Tabelas .....</i>	<i>xv</i>
<i>Sumário.....</i>	<i>xvi</i>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>3</b>
2.1 Etapa de campo.....	3
2.2 Etapa de laboratório .....	7
<b>3 CONTEXTO GEOLÓGICO .....</b>	<b>11</b>
3.1 Introdução .....	11
3.2 Geologia Estrutural e evolução tectônica.....	12
3.3 Estratigrafia.....	13
3.4 Formação Morro do Chaves .....	18
3.5 Coquinas .....	20
<b>4 Revisão conceitual.....</b>	<b>22</b>
4.1 Porosidade e permeabilidade .....	22

<b>4.2</b>	<b>Contextualização petrofísica .....</b>	<b>26</b>
<b>4.3</b>	<b>CONCEITOS GEOESTATÍSTICOS .....</b>	<b>28</b>
4.3.1	Introdução .....	28
4.3.2	Parâmetros estatísticos .....	28
4.3.3	Histogramas .....	30
4.3.4	Lorenz Plot .....	31
4.3.5	Medidas de correlação espacial (variogramas).....	32
<b>5</b>	<b><i>Diagênese e porosidade nas Coquinas da Formação Morro do Chaves.....</i></b>	<b>35</b>
5.1	Aspectos diagenéticos .....	35
5.2	Porosidade .....	42
<b>6</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>45</b>
6.1	Caracterização macroscópica dos plugues .....	45
6.2	Porosidade e permeabilidade nos plugues.....	48
6.3	Análise Estatística dos dados de porosidade e permeabilidade .....	53
6.3.1	Gráfico de Lorenz .....	57
6.3.2	Variograma.....	58
6.4	ANÁLISE MICROSCÓPICA DOS PLUGUES .....	60
6.4.1	Grupo com baixa permeabilidade.....	61
6.4.2	Grupo com alta permeabilidade .....	66
6.4.3	Diagênese versus porosidade.....	75
<b>7</b>	<b>DISCUSSÃO.....</b>	<b>78</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>80</b>
<b>9</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>82</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Aproximadamente 50% das reservas de petróleo conhecidas no mundo estão armazenadas em rochas carbonáticas. No Brasil, os principais campos de petróleo em rochas carbonáticas marinhas encontram-se na fase pós-rifte de idade Albiana, e ocorrem principalmente nos campos de Marlim, Garoupa, Tartaruga Verde e Barracuda, na bacia de Campos (ANP, 2013).

O estudo das rochas carbonáticas torna-se essencial no Brasil com a descoberta de novos reservatórios petrolíferos no intervalo pré-sal, são carbonatos de origem lacustre (por exemplo, microbialitos e coquinas). Por serem, no geral, rochas extremamente heterogêneas e imprevisíveis com uma rápida variação espacial em suas características petrofísicas como, por exemplo, porosidade e permeabilidade, requerem-se muito estudo e pesquisa para o melhor entendimento dos aspectos petrográficos e petrofísicos.

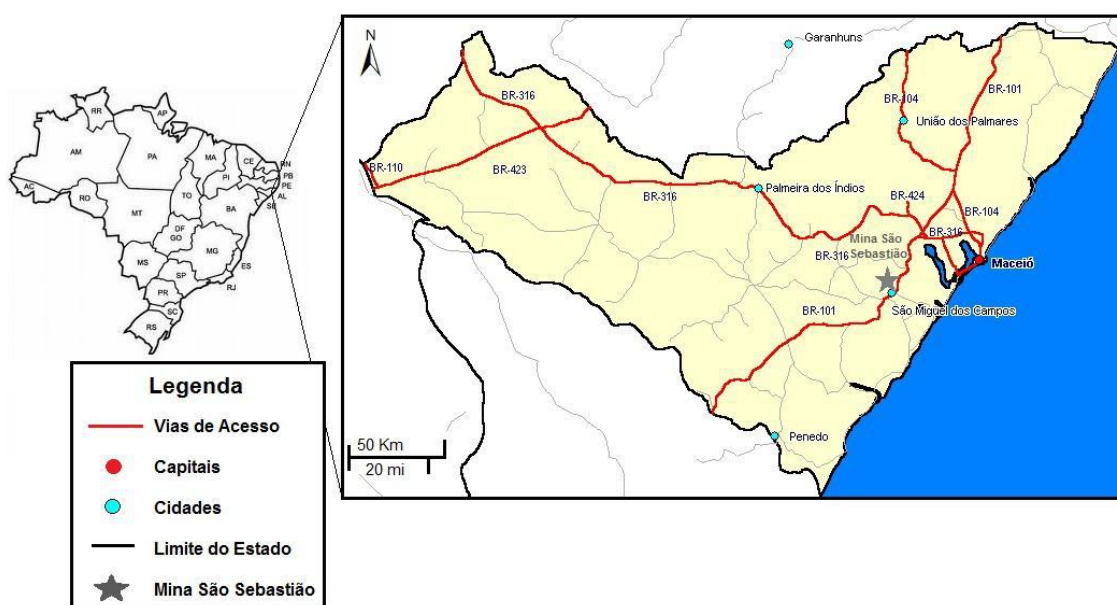
A Formação Morro do Chaves, bacia de Sergipe-Alagoas, é datada do andar local Jiquiá, que corresponde ao fim do Barremiano e início do Aptiano. A mesma é caracterizada pela presença de coquinas de moluscos bivalves, ostracodes e alguns gastrópodes, intercaladas com calcilutitos e folhelhos fossilíferos, ricos em matéria orgânica (Teixeira, 2012).

O presente trabalho busca realizar caracterização das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) das coquinas da Formação Morro do Chaves em um intervalo delimitado, observando-se a mudança expressiva na porosidade e na permeabilidade ao longo de um intervalo relativamente pequeno se comparado a escala de reservatório. A compreensão dos fatores deposicionais e diagenéticos atuantes nas coquinas pode ser o fator chave para o entendimento da variação das propriedades petrofísicas.

As coquinas são aflorantes na bacia de Sergipe-Alagoas e depósitos semelhantes podem ser encontrados em reservatórios petrolíferos em subsuperfície nas bacias de Campos, Espírito Santo, Santos e na bacia do Congo, na África, onde apresentam a mesma idade do final do Barremiano ao início do Aptiano. Como estas rochas são aflorantes na bacia de Sergipe-Alagoas, a coleta de amostras torna-se mais fácil e barata e, assim, o estudo da variação espacial da porosidade e permeabilidade é viabilizado e pode ser utilizado como análogo simplificado e em menor escala de um reservatório petrolífero composto por rochas heterogêneas e de complexo sistema poroso como as coquinas.

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

Para este trabalho foram coletados plugues em um afloramento localizado em uma mina de calcário, antiga pedreira ATOL e atual Mina São Sebastião, administrada pela Companhia de Cimentos de Portugal (CIMPOR). A pedreira está localizada no município de São Miguel dos Campos (AL), inserida entre as coordenadas UTM 0812214 e 8920028 (Figura 1). As amostras foram coletadas durante trabalho de campo realizado na Mina São Sebastião, que ocorreu em Julho de 2013.



*Figura 1- Mapa de localização da Mina São Sebastião, antiga pedreira ATOL. A mina está localizada no Município de São Miguel dos Campos - AL.*

### 2.1 Etapa de campo

Para o estudo petrofísico foi selecionada uma camada referenciada neste trabalho como camada 2b (Figura 2 e 3). A mesma foi escolhida por ser composta por coquinas e demonstrar - em uma análise visual preliminar- grande variação horizontal na porosidade e alguma

variação vertical. Foram coletadas apenas amostras de calcirruditos no intervalo da camada 2b, que possui dimensões aproximadas de 1 metro na vertical e 10 metros na horizontal. Neste intervalo foram observadas superfícies inclinadas, sugerindo que a linha de tempo de deposição das coquinas não é horizontal. (Figura 4). A Figura 5 ilustra alguns dos aspectos geológicos observados em coquinas na camada 2b. Aspectos geológicos incluem mergulho estrutural e sedimentar, a presença de conchas grandes e não fragmentadas e uma fina camada de lutito encontrada no topo deste intervalo.



*Figura 2 - Localização da camada 2b selecionada para estudo na pedreira ATOL (Foto cedida pelo Prof. Patrick Corbett (HWU)).*

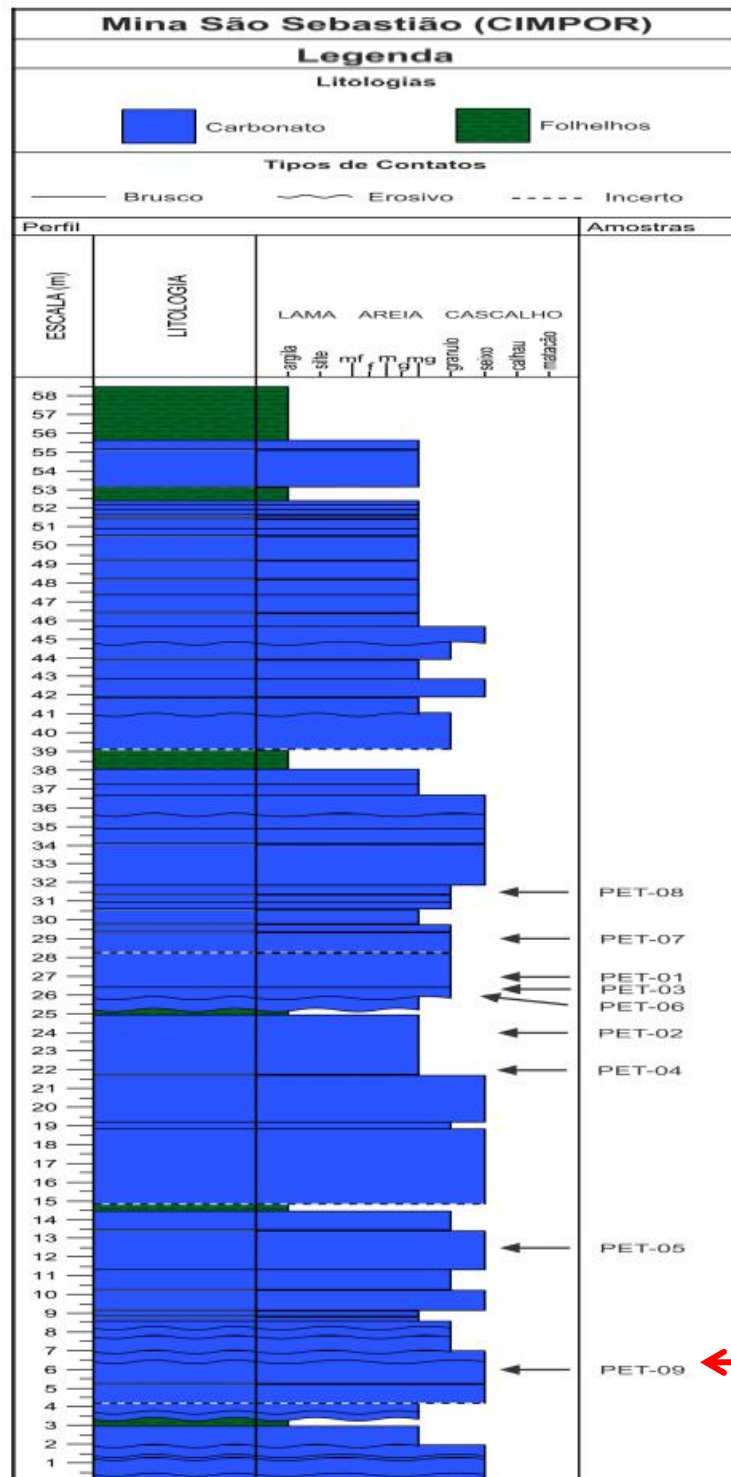
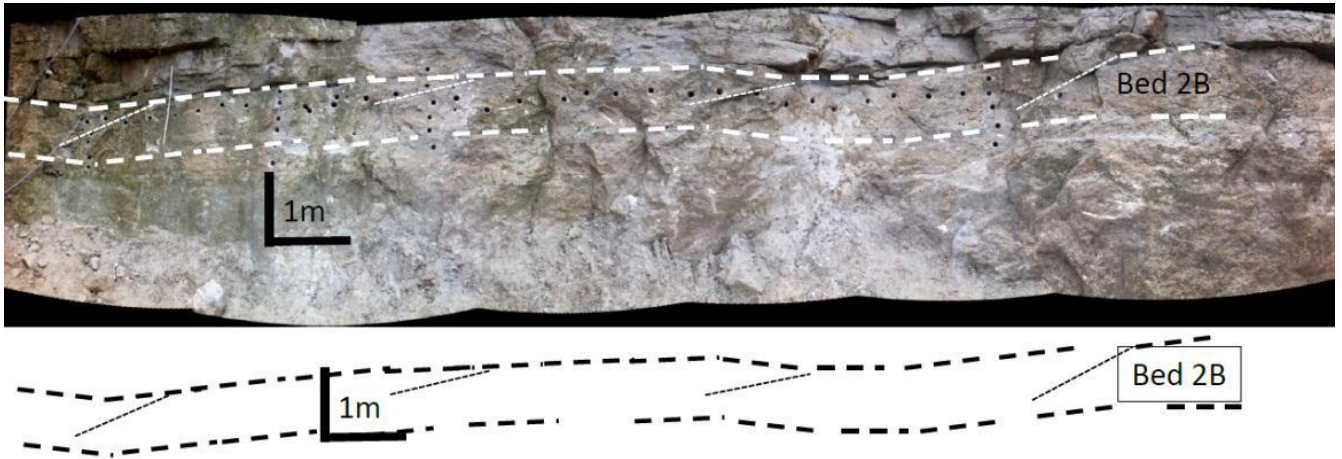
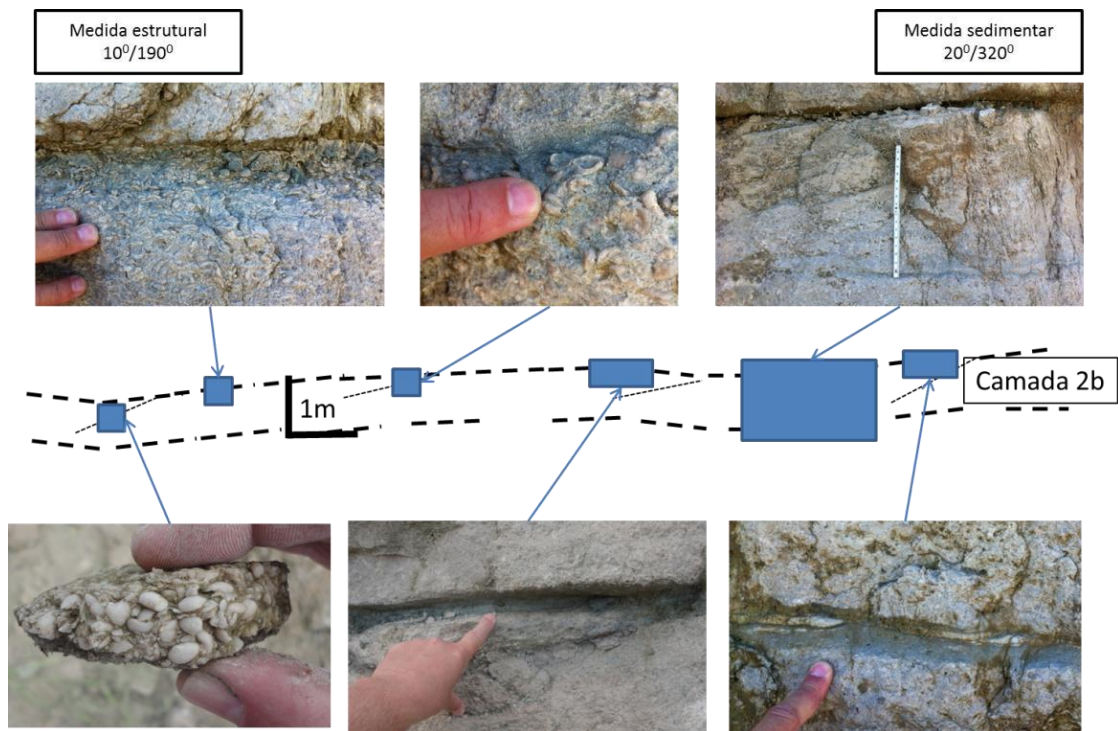


Figura 3- Perfil estratigráfico esquemático mostrando a localização estratigráfica da camada 2b (CÂMARA 2013).





*Figura 4- Mosaico de fotos da camada 2b selecionada para estudo. As possíveis linhas temporais de deposição das coquinas, as superfícies inclinadas estão indicadas com as linhas tracejadas. Também é possível observar os pontos de coleta dos plugues (Foto cedidas por Prof. Patrick Corbett (HWU)).*

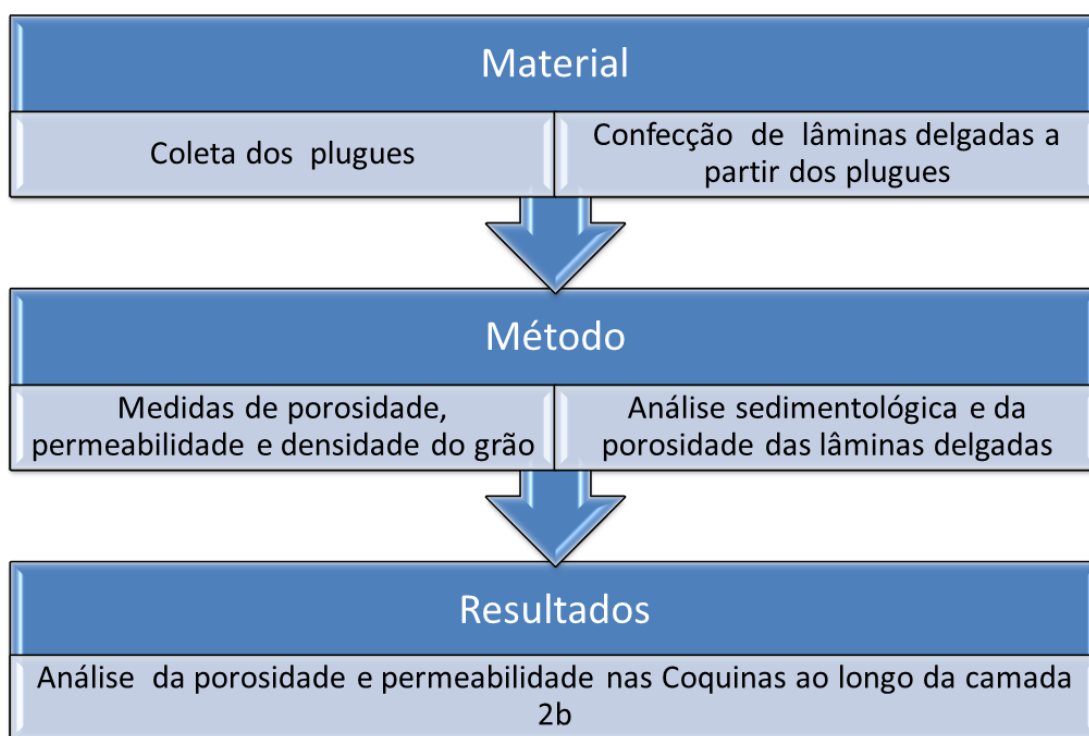


*Figura 5- Montagem de fotos do afloramento das coquinas, mostrando algumas de suas características: Medidas estrutural (mergulho da camada) e sedimentar (mergulho da estratificação), acumulação de conchas, conchas grandes e inteiras e camada de lutito no topo do intervalo. A posição e escala de cada foto na camada está indicada pelo quadrado azul (Fotos cedidas por Prof. Patrick Corbett (HWU)).*

Foram coletados plugues de 1.5 polegada em 35 posições distintas, distribuídos horizontalmente ao longo da camada (Figura 4), totalizando 35 amostras. Os plugues foram retirados diretamente do afloramento e a distância entre cada plugue coletado foi de aproximadamente 30 cm. Os plugues foram nomeados em ordem crescente, de 1.1 a 1.35.

## **2.2 Etapa de laboratório**

A primeira etapa de laboratório consistiu na descrição macroscópica dos plugues, visando principalmente à identificação das características de cada amostra como litologia, cor, textura, fragmentação dos bioclastos e uma estimativa visual da porosidade. Posteriormente, foi feita uma análise de porosidade-permeabilidade de 33 dos 35 plugues em laboratório, pois 2 plugues não possuíam dimensão mínima exigida para esta análise. Foram confeccionadas lâminas delgadas das 33 amostras nas quais foi realizada análise petrográfica com ênfase na porosidade. O esquema da figura 6 resume as etapas do presente trabalho.

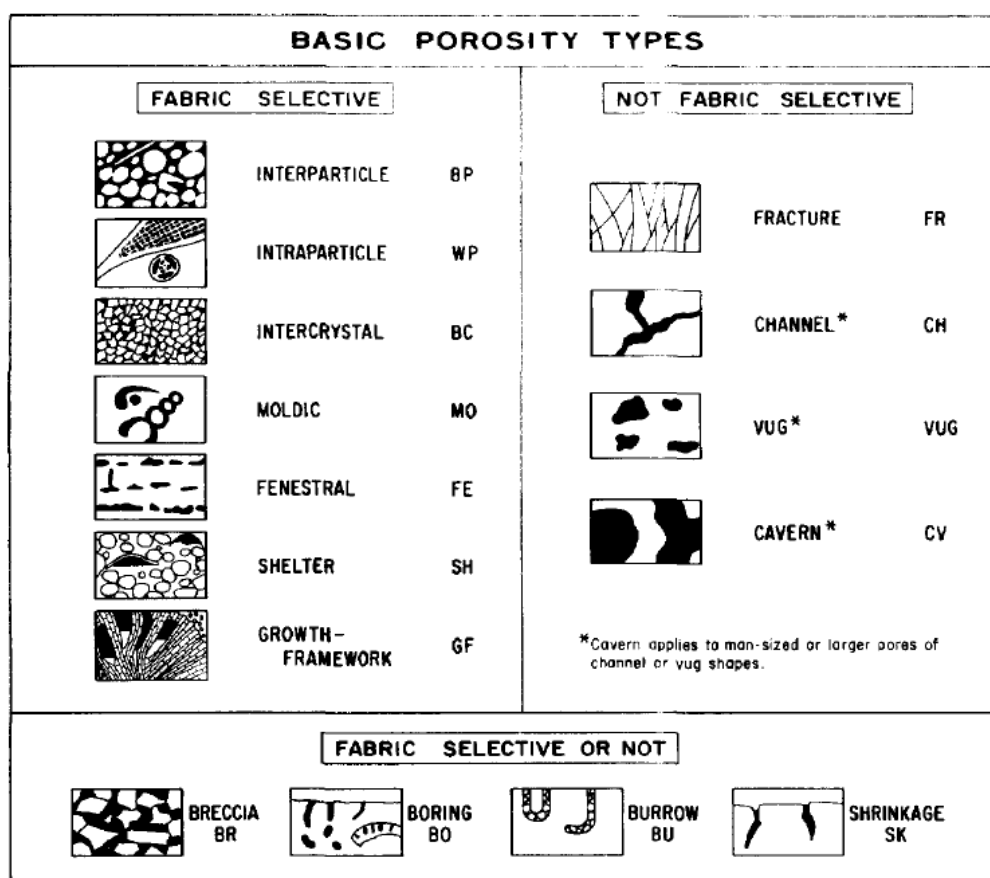


*Figura 6- Esquema mostrando as etapas do trabalho: coleta de material, método utilizado para o trabalho e os resultados obtidos.*

As lâminas petrográficas foram descritas com o objetivo de identificar a composição, textura, aspectos diagenéticos e principalmente a porosidade e o tipo de poro em cada lâmina delgada. Para facilitar esta tarefa e destacar os poros as amostras foram impregnadas com resina epoxy-azul. O microscópio utilizado para análise e fotografia das lâminas delgadas foi o Zeiss Axio Imager A2m. O microscópio Zeiss Imager M2m foi utilizado para fotos de alta resolução. Para a classificação macroscópica e microscópica das coquinas utilizou-se a classificação de Grabau (1904), que é baseada no tamanho predominante do grão e consiste na adição do prefixo “calc(i)” na divisão de rochas terrígenas/siliciclásticas em ruditos, arenitos e lutitos (Tabela 1). Esta classificação é utilizada por ser puramente descritiva. Para a caracterização do espaço poroso foi utilizada a classificação de Choquette & Pray, que será discutida mais adiante (1970) (Figura 7). A porosidade foi classificada de acordo com seu percentual em: ruim (0 a 10%), moderada (10 a 15%), boa (15 a 20%) e muito boa (20 a 25%).

*Tabela 1- Classificação de Grabau (1904) que consiste na adição do prefixo “calc(i)- ” na classificação de rochas terrígenas/siliciclásticas para enfatizar a composição carbonática dos grãos (Retirado de Teixeira 2012).*

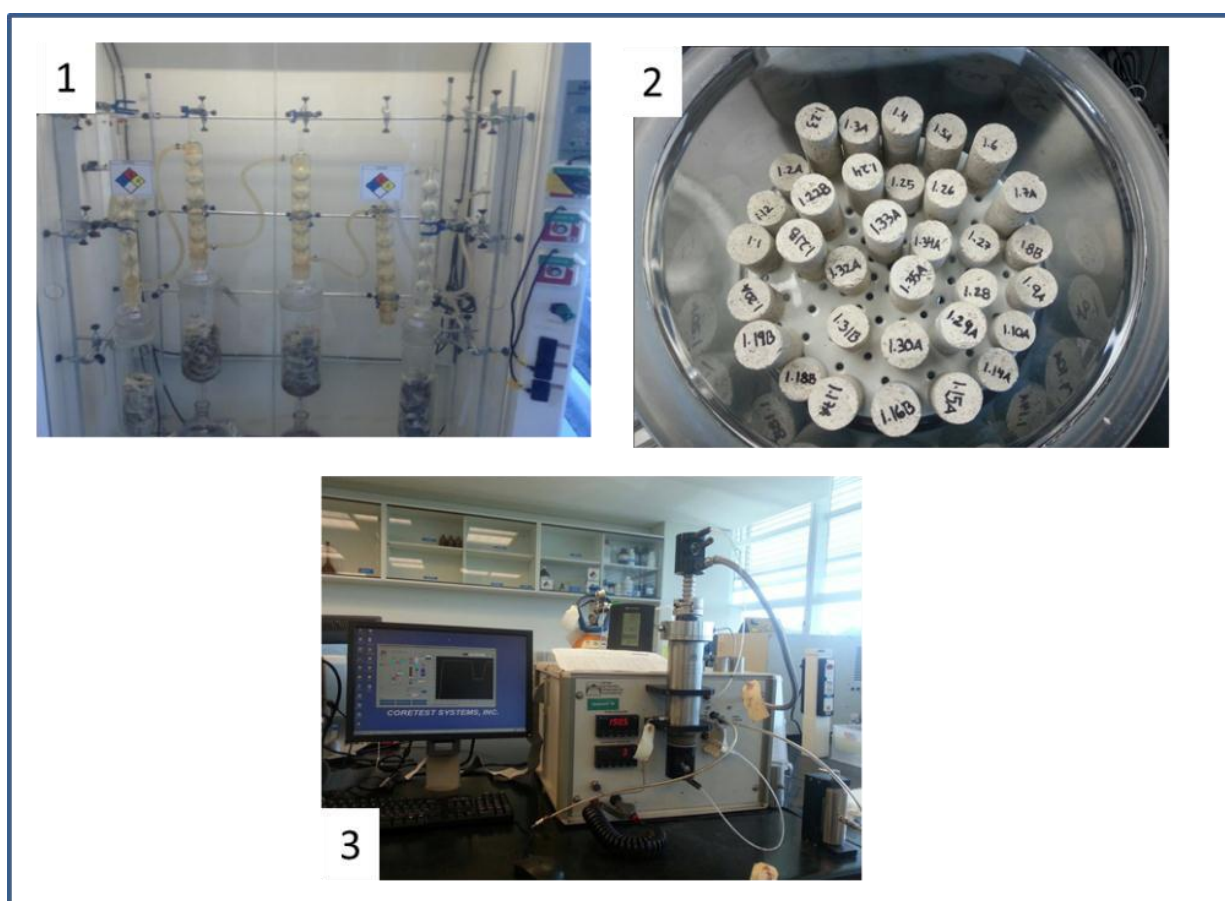
Tamanho da partícula (mm)	Sedimento	Rocha
> 2,000	Cascalho	Calcirrudito
2,000 – 0,062	Areia	Calcarenito
< 0,062	Lama	Calcilutito



*Figura 7-Classificação da porosidade utilizada no presente trabalho, indicando os tipos de poro de acordo com Choquette & Pray (1970).*

As análises de porosidade e permeabilidade foram realizadas no laboratório da Schlumberger Brazil Research Geoengineering Center (BRGC). A primeira etapa consistiu na lavagem dos plugues com tolueno para remoção dos traços de hidrocarboneto e com metanol

para remover o sal inorgânico. Os plugues foram então secos em forno úmido a 60 graus Celsius por 24 horas e posteriormente guardados em um dessecador. Após estes procedimentos, a medida de porosidade e permeabilidade dos plugues foi feita com o equipamento AP-608 (Figura 8). A porosidade foi medida pela técnica de expansão de gás, de acordo com a Lei de Boyle, dentro de uma variação de 0,1 a 50% de porosidade. A medida de permeabilidade foi feita pela técnica de decaimento de pressão instável, dentro de uma variação de 0,001 a 10.000 mD.



*Figura 8- 1) Plugues sendo lavados com tolueno e metanol 2) Plugues após a secagem em estufa e 3) Aparelho AP-608 conectado ao computador, onde são feitas as medidas de porosidade-permeabilidade.*





Japoatã-Penedo, que separaria as sub-bacias de Sergipe e Alagoas, está restrito a porção emersa e de águas rasas. Entretanto, como o preenchimento sedimentar e o estilo tectônico das duas porções da bacia são diferentes, os autores definiram uma carta estratigráfica para cada porção.

### **3.2 Geologia Estrutural e evolução tectônica**

O arcabouço estrutural da bacia de Sergipe-Alagoas possui um complexo sistema de falhas. Há diversas falhas N-S interceptadas por falhas E-W e NE-SW. A bacia pode ser vista em seção como um hemigráben mergulhando para NW com predomínio de falhas sintéticas em relação às antitéticas (LANA, 1990).

A bacia desenvolveu-se na borda leste de um grande bloco crustal conhecido como Microplaca Sergipana (LANA 1990). A rotação anti-horária da África com relação à América do Sul no Eocretáceo, durante a separação continental, induziu a microplaca Sergipana a mesma rotação de forma mais lenta. O resultado deste processo foi à formação de um sistema de falhas transcorrentes sinistrais, gerando hemigrábens de orientação N-S em échelon ao longo da borda leste da microplaca, conectados por longas falhas orientadas NE-SW (LANA, 1990). No mesmo período, ao Norte da microplaca havia transpressão formando estruturas pop-up, portanto, soerguimento e erosão (LANA, 1990). Tais hemigrábens são os principais depocentros durante o Eocretáceo, além de ser o contexto geotectônico ideal para o desenvolvimento das coquinas da Formação Morro do Chaves, um rifte compartimentado com hemigrábens onde desenvolveram-se lagos.

Do Aptiano ao Albiano, já no final do Eocretáceo, as falhas transcorrentes foram reativadas como falhas normais mergulhando para SE, definindo a margem continental. A quebra definitiva do continente no Albiano estabelece a margem passiva, com a quebra da

crosta continental e aparecimento da crosta oceânica que evoluiria para formar o que conhecemos hoje como Oceano Atlântico (LANA, 1990).

### 3.3 Estratigrafia

A Bacia de Sergipe-Alagoas possui uma sucessão estratigráfica bem completa quando comparada com as outras bacias da margem continental brasileira (SOUZA LIMA, 2008). Estão representadas nesta bacia desde depósitos relacionados às sinéclises paleozoicas até sequências características de uma bacia de margem passiva. Campos Neto *et al.* (2007), propôs cinco supersequências: Paleozóica, Pré-rifte, Rifte, Pós-Rifte e Drifte.

**Supersequências Paleozóica-** O registro sedimentar desta unidade foi depositado sobre o embasamento Pré-Cambriano e representa sinéclises paleozoicas do antigo continente Gondwana. A sequência Carbonífera está representada por conglomerados, arenitos e folhelhos depositados em ambiente glacial subaquoso da Formação Batinga. Esta sequência está em discordância com os folhelhos, arenitos e calcários da Formação Aracaré, de idade Permiana e depositada em ambiente desértico, litorâneo e deltaico.

**Supersequência Pré-Rifte-** Esta Supersequência foi formada durante o Neojurássico, quando a bacia foi deformada por um soerguimento crustal e foram geradas depressões rasas e longas. Seus depósitos consistem em folhelhos vermelhos de lagos rasos da Formação Bananeiras, arenitos flúvio-deltaicos da Formação Candeeiro e arenitos de sistemas fluviais com reelaboração eólica da Formação Serraria.

**Supersequência Rifte-** O estágio rifte da bacia é marcado por uma subsidência mecânica, consequência do rifteamento entre África e América do Sul no início do Cretáceo. A Supersequência rifte desenvolveu-se do início do estiramento crustal até os intensos falhamentos do rifteamento continental e a tectônica teve forte influência na sedimentação.



Durante o estiramento inicial, de idade Rio da Serra, instalou-se um sistema lacustre-deltaico com a deposição de folhelhos verdes e arenitos da Formação Feliz Deserto. No período que abrange as idades Aratu, Buracica e Jiquiá, ocorre o primeiro pulso tectônico do rifte e o sistema principal de falhas restringe a porção sergipana da bacia. Próximo à borda de grandes falhas, há a sedimentação de cascalhos aluviais da Formação Rio Pitanga e arenitos fluviais da Formação Penedo. Já nas partes mais distais há uma sedimentação lacustre-deltaica com deposição de lamas e areias da Formação Barra de Itiúba. Na idade Buracica, o lago atinge o nível máximo acompanhado pela deposição de folhelhos e a partir do Jiquiá, o lago é preenchido por sedimentos das formações Rio Pitanga e Penedo e nas partes rasas do lago, onde havia pouco aporte de terrígenos, ocorre a deposição das coquinas da Formação Morro do Chaves, rocha estudada neste trabalho. A posição desta unidade na carta estratigráfica das duas sub-bacias (Sergipe e Alagoas) está indicada nas figuras 10 e 11.

A atividade tectônica aumenta durante o final do Jiquiá e início do Alagoas, quando ocorre o segundo pulso tectônico. Neste momento estabelece-se o sistema flúvio-deltaico da Formação Coqueiro Seco, com alta taxa de sedimentação devido à alta subsidência da bacia. No início do Alagoas, a porção emersa sergipana e parte da porção alagoana foram soerguidas por uma tectônica muito intensa que gerou a linha de charneira Alagoas, separando um bloco alto a NO de um bloco baixo a SE. A sedimentação ocorre neste último bloco com conglomerados aluviais das formações Rio Pitanga e Poção e de arenitos, folhelhos, evaporitos e calcilutitos da Formação Maceió. Os evaporitos podem indicar incursões marinhas durante este período, enquanto que nas outras bacias da margem leste brasileira a sedimentação continental predominava.

**Supersequencia Pós-rifte-** Após a fase rifte, deu-se início a subsidência térmica e ocorreu o basculamento da bacia para sudeste, condicionando a primeira grande incursão marinha. A sedimentação ocorre em toda a porção sergipana e apenas no bloco baixo da

porção alagoana. Conglomerados e arenitos, evaporitos, carbonatos microbiais, folhelhos de *sabkhas* costeiros, calcilutitos e folhelhos consistuem registros da Formação Muribeca depositado durante a fase Pós-rift.

**Supersequencia Drifte-** Neste momento a bacia desenvolve-se no estágio de subsidência térmica e a sedimentação inicial em condições marinhas restritas passa para mar aberto. Um grande ciclo transgressivo-regressivo, com transgressões e regressões em ciclos menores controla a sedimentação na bacia.

Carbonatos e folhelhos depositados em uma rampa carbonática marinha constituem a Formação Riachuelo, caracterizada pelo aumento do nível do mar. Do Cenomaniano ao Coniaciano ocorreu um grande evento transgressivo, afogando a plataforma e desenvolvendo uma rampa carbonática caracterizada pela deposição de calcilutitos e folhelhos da Formação Cotinguiba.

Do final do Santoniano até o recente, há o registro de folhelhos da Formação Calumbi. Nas partes proximais da bacia foram depositadas areias costeiras e plataformais da Formação Marituba e, nas partes distais, areias carbonáticas bioclásticas da Formação Mosqueiro. No Plioceno uma pequena regressão possibilita a deposição de sedimentos costeiros da Formação Barreiras.



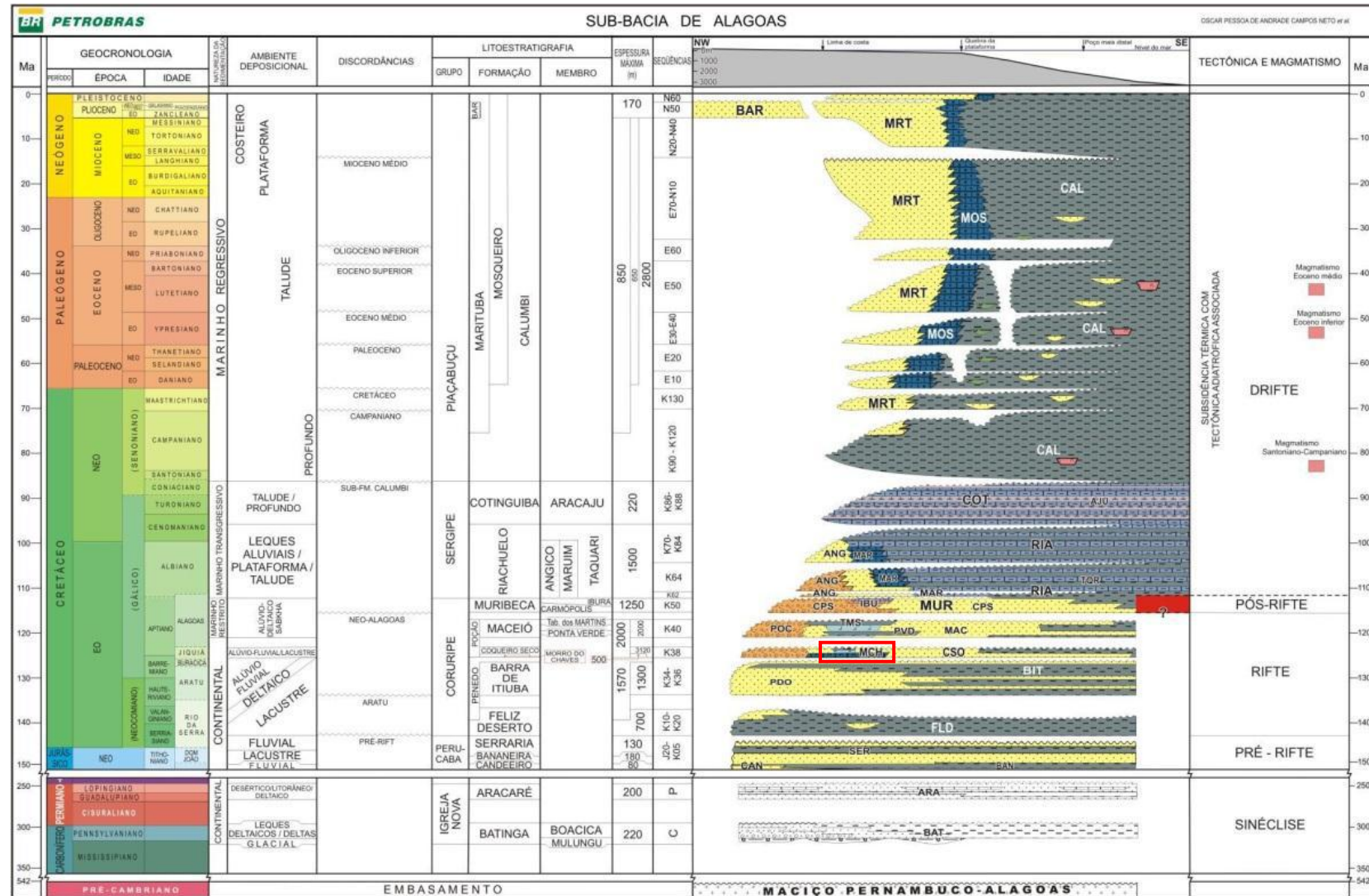


Figura 11-Carta estratigráfica da Sub-bacia de Alagoas. A formação Morro do Chaves está indicada pelo quadrado (Retirado de Campos Neto et. al. 2007).

### 3.4 Formação Morro do Chaves

A Formação Morro do Chaves consiste em pacotes de conglomerados, rochas carbonáticas (coquinas) e arenitos com bivalves e folhelhos, de idade Jiquiá, com espessura mínima de 50 m e máxima de 350 m e que foram depositados concomitantemente as rochas siliciclásticas da Formação Coqueiro Seco (Azambuja *et al.* 1998). As regiões rasas e elevadas deste lago teriam pouco aporte de sedimentos terrígenos e condições de alta energia, ambiente ideal para a acumulação de conchas. Os folhelhos, ricos em matéria orgânica, podem ter sido gerados em corpos d'água rasa, restritos entre blocos altos por falhas, propiciando condições anóxicas. Já as rochas siliciclásticas da Formação Coqueiro Seco seriam de origem flúvio-deltaica e de leque deltaico, a última associada à sedimentação do talude lacustre (AZAMBUJA *et al.* 1998).

A tectônica e o clima exerceram um forte controle no registro sedimentar das coquinas da Formação Morro do Chaves. Rápidas variações laterais de fácies e de espessura destes depósitos evidenciam a influência da tectônica na sedimentação. Os ciclos deposicionais maiores são controlados pela formação de altos e baixos estruturais em momentos de tectônica ativa. Já os ciclos deposicionais menores são dados pela variação climática entre períodos úmidos e áridos (AZAMBUJA *et al.* 1988).

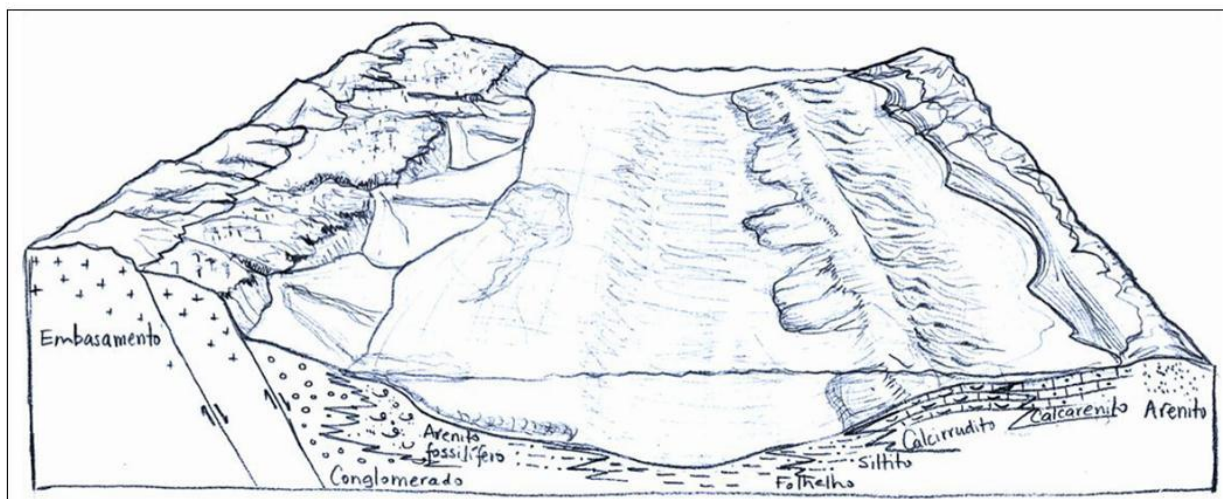
Figueiredo (1981) interpretou que os pacotes de coquinas foram formados em antigas plataformas carbonáticas de um grande lago de rifte. O contato da Formação Morro do Chaves com a Formação Coqueiro Seco, sobreposta, é gradacional, o que sugere uma progressiva entrada de terrígenos na bacia com o estabelecimento de sistemas flúvio-deltaicos e aluviais.

O modelo paleoambiental proposto Teixeira (2012) e corroborado por Tavares (2014) aponta para um modelo tectônico de lagos com uma margem de borda de falha e outra margem flexural. Na margem de borda de falha predomina uma sedimentação terrígena em leques deltaicos, enquanto que na margem flexural predomina sedimentação carbonática em plataformas e praias bioclásticas (Figura 12). Os folhelhos são interpretados por Tavares (2014) como subaquosos e relacionados a momentos de nível de lago alto.

As antigas praias e plataformas desenvolveram-se em regiões rasas e elevadas de um grande lago de rifte. Durante eventos de tempestade, a erosão das ondas arranca os bivalves do substrato e as correntes os transportam em direção as praias e plataformas. Após o evento de tempestade o sítio de vida é restaurado, mantendo constante o aporte de bioclastos. A repetição desse processo amalgama camadas de concha e posteriormente intervalos espessos de coquinas (TEIXEIRA, 2012).

De acordo com Texeira (2012), as conchas são compostas essencialmente por bivalves, alóctones e parautóctones, tendo sido formadas em diferentes regiões do paleolago e sofrido transporte, sobretudo por ondas de tempestade. As conchas possuem diferentes tamanhos e graus de fragmentação e em raras fácies é possível observar bivalves em posição de vida ou articulados.





*Figura 12- Modelo proposto para o lago no estágio rifte. À esquerda a borda falhada do rifte e à direita a margem flexural, onde foram depositadas as coquinas da Formação Morro do Chaves (TEIXEIRA, 2012).*

### 3.5 Coquinas

Coquinas são acumulações formadas exclusivamente por conchas ou fragmentos de conchas depositadas pela ação de algum agente de transporte (SCHAFFER, 1972). Assim, a composição, a geometria estratal e a distribuição das coquinas são regidas pelas leis da sedimentação em detrimento das leis biológicas.

A formação das coquinas pode estar relacionada aos seguintes fatores: (1) alta produção de bioclastos; (2) eventos de mortandade; (3) baixo aporte de sedimentos terrígenos; (4) seleção hidráulica; (5) seleção diagenética (SCHAFFER 1972 e CASTRO 1988). A alta produção de bioclastos pode ocorrer em um ambiente estressante com variação extrema de temperatura, salinidade ou turbidez das águas, o que faz com que o organismo mais adaptado sobreviva e a competição e predação seja reduzido. Tempestades podem ocasionar eventos de mortandade em massa. O baixo aporte de sedimentos terrígenos permite que as conchas colonizem o substrato sucessivamente. A seleção hidráulica favorece a acumulação das conchas, pois as correntes e/ou ondas não tem competência suficiente para mover as conchas de granulometria tamanho cascalho. A diagênese pode alterar significativamente uma

acumulação sedimentar carbonática, podendo dissolver ou micritizar completamente os bioclastos (TEIXEIRA, 2012).

Os depósitos de conchas bivalves em posição de vida são raramente preservados. Comumente, os bivalves são arrancados do substrato pela ação de correntes ou ondas, morrendo por repetido transporte ou servindo de alimento aos seus predadores (peixes, crustáceos e gastrópodes perfuradores). Durante o transporte, as conchas podem ser fragmentadas e a bioerosão (incrustação por organismos) pode enfraquecer as conchas e facilitar a sua fragmentação ou reduzi-las a lama carbonática (micrita) (TEIXEIRA, 2012).

Grandes acumulações de conchas não estão obrigatoriamente associadas a grandes populações desse organismo, pois as conchas bivalves são altamente resistentes ao transporte e por isso podem ser preservadas em grande quantidade (TEIXEIRA, 2012).

Os depósitos de coquinas observados no registro geológico possuem camadas centimétricas a métricas e estão associados a depósitos de outras rochas carbonáticas e siliciclásticas. Os principais ambientes de sedimentação para as coquinas são parálicos, lago, estuários, praias, planície de maré e ambiente marinho plataformar. No presente trabalho as coquinas são de ambiente lacustre, onde correntes e ondas de tempestade são os principais agentes transportadores (CASTRO, 1988).



## **4 Revisão conceitual**

### **4.1 Porosidade e permeabilidade**

O termo petrofísica diz respeito ao estudo das propriedades físicas das rochas para entender a distribuição de fluidos no espaço poroso (ARCHIE, 1950). Dentre as propriedades físicas da rocha estão porosidade e permeabilidade, propriedades em destaque neste trabalho. A quantificação da porosidade é dada em porcentagem e é feita através da razão do volume de vazios (espaço poroso) e o volume total da rocha. A permeabilidade indica a capacidade do fluxo de fluir em um espaço poroso e depende não apenas da conexão dos poros, mas também do tipo de fluido.

Sistemas porosos em rochas carbonáticas são geralmente complexos na sua geometria e gênese e são diferentes dos sistemas porosos em rochas siliciclásticas. De acordo com Choquette & Pray (1970), o poro tem três classes de tamanho principais, sendo elas: Microporo ( $< 1/16$  mm), mesoporo (1/16-4 mm) e megaporo (4-256 mm). A porosidade em carbonatos está comumente relacionada a componentes sedimentares ou diagenéticos que constituem a textura ou trama da rocha. Os poros podem ser primários (poros existentes logo após a deposição) ou secundários (poros criados ou modificados após a deposição dos sedimentos) (CHOQUETTE & PRAY 1970)).

A complexidade do tamanho e formato do poro é relacionada em parte a grande variação de tamanho e formato das partículas sedimentares carbonáticas e ao fato dos poros serem criados não apenas pela trama primária da rocha, mas também pela dissolução destas partículas. A dissolução é um grande contribuinte para a complexidade do sistema poroso em

carbonatos, pois pode criar ou modificar espaço poroso que acompanha a trama original da rocha ou gerar poros que são independentes da trama original. As aberturas de fratura são comuns em carbonatos e influenciam o processo de dissolução. Em muitos carbonatos grande parte do espaço poroso é obliterado durante a diagênese, quando novos *vugs* são criados, mas podem ser parcialmente ou completamente preenchidos por cimento em um estágio posterior da diagênese (Figura 13) (Choquette & Pray 1970).

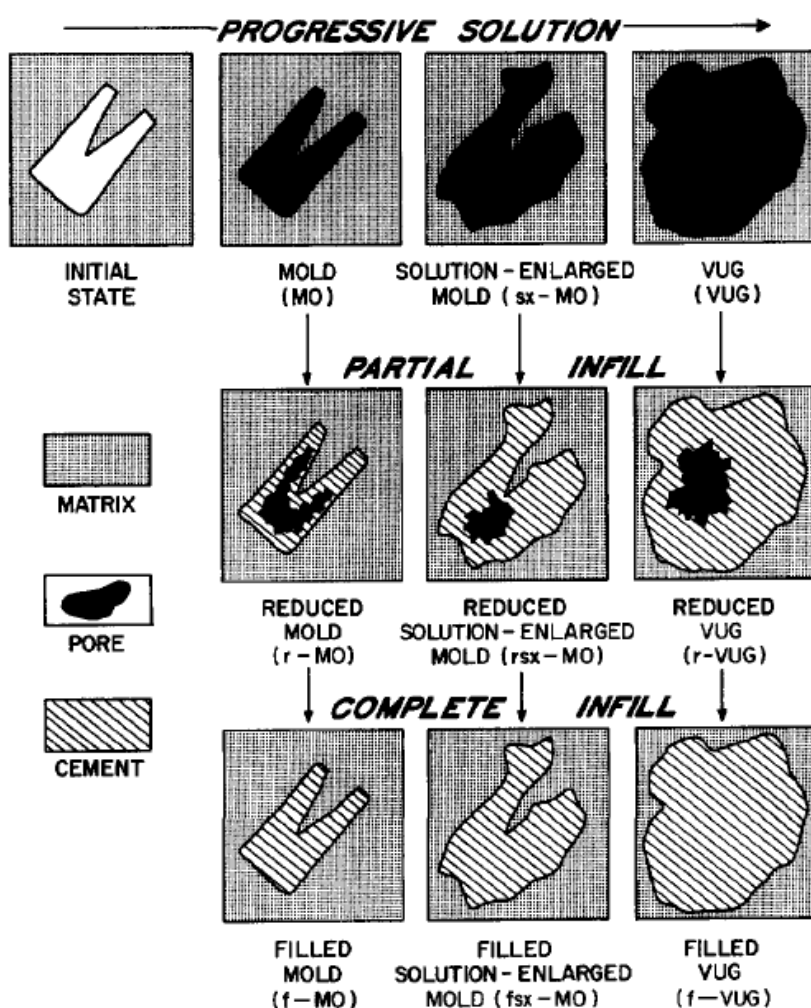


Figura 13- Estágios comuns na evolução de um tipo básico de poro. O poro era inicialmente móldico, evoluindo para um poro móldico alargado e posteriormente para um vug, conforme evolui o processo de dissolução. O poro poderia ser preenchido por cimento em qualquer um dos seus estágios de evolução, reduzindo a porosidade (CHOQUETTE & PRAY 1970).

A porosidade secundária, gerada após a deposição dos sedimentos, pode estar relacionada a três estágios diagenéticos distintos, subdivididos de acordo com o grau de soterramento. A fase diagenética inicial é a eogenética, em que o limite é na superfície ou próximo a ela, a fase diagenética de soterramento profundo é mesogenética e a fase telogenética diz respeito aos processos sofridos pela rocha depois de ser soerguida e estar exposta na superfície novamente (Figura 14). Os termos eogênese, mesogênese e telogênese também podem ser utilizados para períodos, processos ou características desenvolvidas nestas zonas diagenéticas (CHOQUETTE & PRAY 1970).

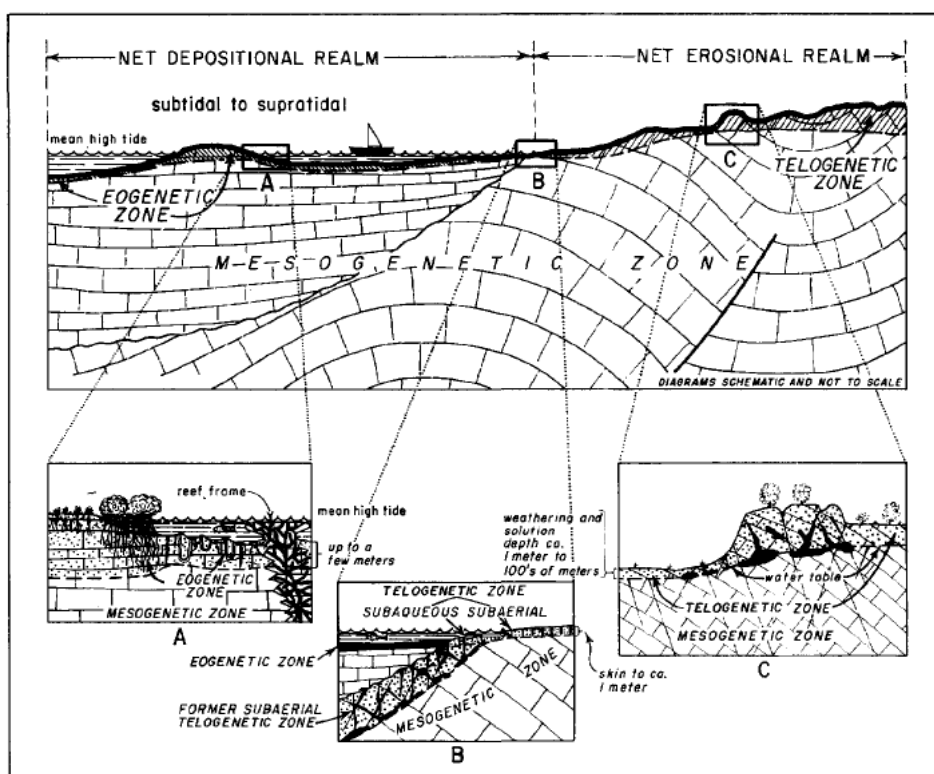


Figura 14- Representação esquemática das zonas nas quais a porosidade pode ser criada ou modificada. Zona eogenética estende-se da superfície a profundidades rasas, zona mesogenética encontra-se em grandes profundidades, onde a rocha não sofre mais influencia dos processos atuantes na superfície, e a zona telogenética que estende-se da superfície a pouca profundidade (CHOQUETTE & PRAY, 1970).

A classificação de Choquette & Pray para os tipos de poro em rochas carbonáticas utiliza como base o critério do controle da porosidade pela trama da rocha. Os autores supracitados reconheceram 15 tipos básicos de porosidade (Figura 15) que podem variar consideravelmente em abundância volumétrica e frequência de ocorrência. Os tipos de porosidade mais comuns em rochas carbonáticas são: Interpartícula, intrapartícula, intercrystalina, móldica, fenestral, fratura e vugular. A porosidade interpartícula pode ser formada tanto na deposição dos sedimentos devido à trama da rocha quanto após a deposição, por processos de dissolução seletiva preferencial de partículas da matriz.



Figura 15- Tipos básicos de porosidade em carbonatos definido por Choquette & Pray. A porosidade se divide em seletiva e não seletiva (modificado de CHOQUETTE & PRAY 1970).

A porosidade do tipo interpartícula existente no final da deposição do sedimento é o principal tipo de poro encontrado nas rochas siliciclásticas. Entretanto, nas rochas

carbonáticas a porosidade criada tanto na sedimentação quanto na diagênese é igualmente importante. A porosidade pode ser gerada por diversos processos como faturamento da rocha, dissolução seletiva das partículas sedimentares ou dissolução não seletiva das partículas. Diferentes tipos de processos podem estar envolvidos na formação do espaço poroso de uma mesma fácies sedimentar (CHOQUETTE & PRAY 1970).

Além da quantificação do espaço poroso, a geometria, a gênese e a evolução dos poros também são características importantes do sistema poroso. Porosidade total contabiliza todos os poros encontrados na rocha, incluindo os microporos que muitas vezes não são identificados pelos aparelhos de medição. Já a porosidade efetiva contabiliza apenas os poros pelos quais pode passar algum fluido, ou seja, o volume de poros efetivamente disponível para ser ocupado por fluidos livres. Este é o caso da porosidade quantificada no presente trabalho.

#### **4.2 Contextualização petrofísica**

O termo *Hydraulic Unit* (HU) pode ser entendido como o volume elementar representativo (REV) da rocha reservatório no qual as propriedades petrofísicas e geológicas que afetam o fluxo de fluido são internamente consistentes e suficientemente distintas das propriedades de outros volumes de rocha (CORBETT & POTTER 2004). De acordo com os mesmos autores, o termo *petrotype* deve ser utilizado para definir um conjunto de tipos petrofísicos de rocha. Os limites dos *petrotypes* são definidos por uma progressão regular da indicação da zona de fluxo (FZI). O resultado das classes de porosidade e permeabilidade pode ser utilizado como base para uma divisão de reservatórios complexos em grupos que podem ser caracterizados efetivamente.

A plotagem de medidas de porosidade e permeabilidade provenientes de plugues em um gráfico que tem como base o termo *Global Hydraulic Unit* (GHE) permite a determinação de tendências petrofísicas. Desta forma, padrões podem ser reconhecidos e explorados para predições de permeabilidade. Por exemplo, reservatórios de arenitos de ambiente marinho raso apresentam progressões no gráfico GHE conforme o grão de areia fica mais grosso e mais limpo (CORBETT & POTTER 2004).

Corbett & Potter propuseram um modelo universal para a classificação de reservatórios com base na caracterização dos elementos petrofísicos. Para isto, é utilizado um gráfico em que os dados de porosidade e permeabilidade de cada plugue são plotados dentro de uma faixa representando um GHE. No total foram definidos 10 GHE, representando conjuntos distintos de porosidade e permeabilidade (Figura 16).

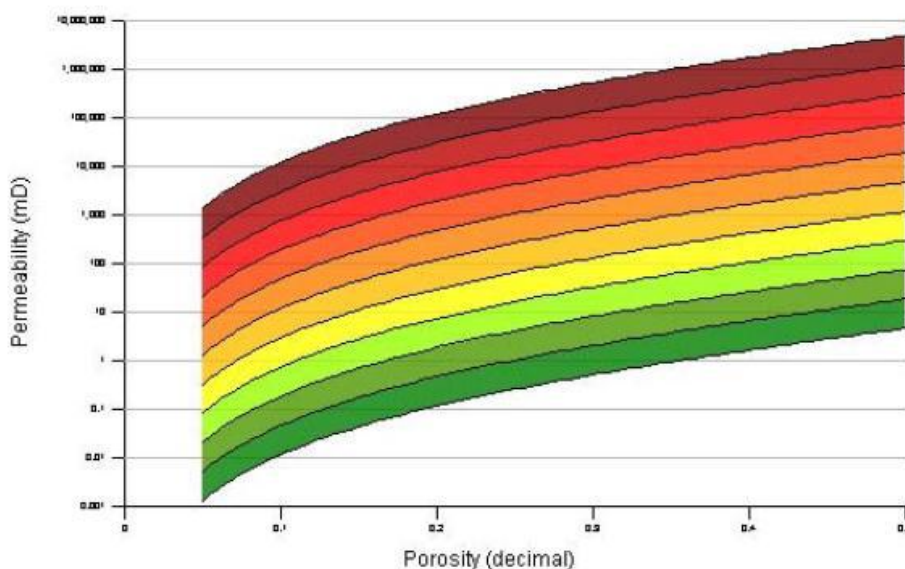


Figura 16- Gráfico mostrando a subdivisão em dez *Global Hydraulic Element* (GHE). Indo do Verde (GHE 1) ao vermelho (GHE 10) (CORBETT & POTTER 2004).

### 4.3 CONCEITOS GEOESTATÍSTICOS

#### 4.3.1 Introdução

Um dos objetivos deste trabalho é a demonstração da variação da porosidade e permeabilidade nas coquinas em intervalos espacialmente pequenos. Foi feito um estudo geoestatístico com a construção de gráficos e tabelas e faz-se necessário uma introdução aos principais elementos da geoestatística para a melhor compreensão dos dados e resultados.,

#### 4.3.2 Parâmetros estatísticos

O conjunto de valores atribuídos a uma dada propriedade da rocha (por exemplo, porosidade ou permeabilidade) é chamado de população na estatística, o que pode significar uma camada geológica ou um reservatório, por exemplo. Como não é possível medir a propriedade em todo o reservatório, um conjunto de amostras representativas do conjunto é selecionado para obtenção dos dados. A partir destas amostras, é possível obter parâmetros estatísticos como, por exemplo, média e mediana, que nos ajudam a estimar estes parâmetros para o resto da população. A confiança com a qual os parâmetros estatísticos podem ser usados para fazer uma estimativa da população também pode ser quantificada e expressa à incerteza na predição da propriedade. No presente trabalho, os 33 plugues seriam as amostras e a camada 2b seria a população.

As medidas de tendência central indicam a tendência da medida de uma propriedade de se aproximar de um determinado valor, são elas: média aritmética, média geométrica, média harmônica, mediana e moda. Os tipos de média são listados abaixo, a mediana é determinada ranqueando os valores e determinando o valor do meio e a moda é o valor que ocorre com

mais frequência em uma população. Caso a distribuição dos dados de uma propriedade em uma população fosse simétrica, todas as medidas centrais seriam semelhantes. Entretanto, este é um fato muito difícil de ocorrer na natureza e ressalta-se que dependendo da geometria do corpo geológico avaliado, o tipo de tendência central que melhor representa a distribuição da propriedade (porosidade ou permeabilidade) deve ser selecionado.

**Média aritmética:**

$$\bar{k}_{ar} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N k_i$$

**Média geométrica:**

$$\bar{k}_{geom} = \left( \prod_{i=1}^N k_i \right)^{1/N}$$

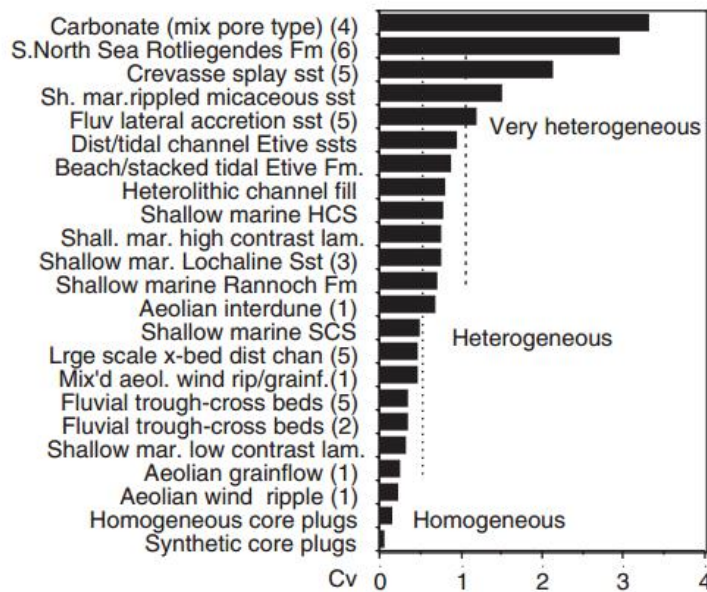
**Média harmônica:**

$$\bar{k}_{har} = N \left[ \sum_{i=1}^N \frac{1}{k_i} \right]^{-1}$$

Em estatística, desvio é a distância da média. Desvio padrão tem as unidades da medida sendo considerada (por exemplo, mD para permeabilidade). Quanto menor o desvio padrão, menor é a dispersão de uma distribuição com relação à média e o desvio tende a aumentar conforme a média aumenta. Por exemplo, 80 mD é um desvio padrão alto para uma média de 100 mD, mas é um desvio padrão aceitável para uma média de 1000 mD. O coeficiente de variação (Cv) é também conhecido como desvio padrão normalizado. Este índice estatístico vem sendo utilizado para definir o nível de heterogeneidade de determinada propriedade (Figura 17) da seguinte forma (CORBETT, 2013):

- I.  $0,0 < Cv < 0,5$  Homogênea
- II.  $0,5 < Cv < 1,0$  Heterogênea
- III.  $1,0 < Cv$  Muito heterogênea





*Figura 17- Diagrama mostrando a relação da heterogeneidade da permeabilidade com o Cv. É importante notar que para as rochas carbonáticas o Cv tende a ser alto e, portanto, a permeabilidade é muito heterogênea (CORBETT, 2013).*

#### 4.3.3 Histogramas

Histograma é a representação gráfica, em colunas, de um conjunto de dados dividido em classes uniformes. No eixo das abscissas tem-se o intervalo de valores que corresponde a uma classe e no eixo das ordenadas a frequência com que essa classe ocorre. A construção de histogramas é essencial no início do estudo para compreender melhor a maneira como o dado está distribuído. A partir de histogramas torna-se possível retirar informações como assimetria da distribuição do dado, se o dado é unimodal ou bimodal, identificar dados que estão muito destoantes do conjunto, entre outras informações.

#### 4.3.4 Lorenz Plot

Outra forma de analisar a heterogeneidade do reservatório é utilizando o *Lorenz plot*, um gráfico que relaciona a porosidade e a permeabilidade nos plugues como uma fração da porosidade e permeabilidade total do reservatório (sendo considerado neste trabalho camada 2b). Na abcissa tem-se a capacidade de estocagem (porosidade x espessura) versus a capacidade de fluir (permeabilidade x espessura) na ordenada. O coeficiente de Lorenz, calculado através do gráfico indica a heterogeneidade do reservatório, na situação ideal do coeficiente ser igual a zero o reservatório seria homogêneo e o coeficiente igual a um o reservatório seria muito heterogêneo. Este gráfico é calculado de maneira que a porosidade e a permeabilidade sejam normalizadas e passam a estar representadas em uma mesma escala (0 a 1). As fórmulas abaixo mostram como é calculada a porosidade cumulativa para o eixo das abcissas e a permeabilidade cumulativa para o eixo das ordenadas. Para fazer o somatório os dados de porosidade e permeabilidade devem estar organizados em ordem decrescente. Um gráfico de Lorenz modificado utiliza a mesma fórmula, porém os dados não são ordenados e o somatório é feito com os dados na ordem real deles, como são encontrados no reservatório. Assim, o gráfico de Lorenz modificado pode fornecer uma boa noção da heterogeneidade do reservatório, onde na reta diagonal o reservatório seria homogêneo, pois as duas propriedades variariam da mesma forma.

**Fórmula para cálculo da permeabilidade cumulativa (F) e da porosidade cumulativa (C):**

$$F_j = \frac{\sum_{j=1}^J k_j h_j}{\sum_{i=1}^I k_i h_i}$$

$$C_j = \frac{\sum_{j=1}^J \phi_j h_j}{\sum_{i=1}^I \phi_i h_i}$$

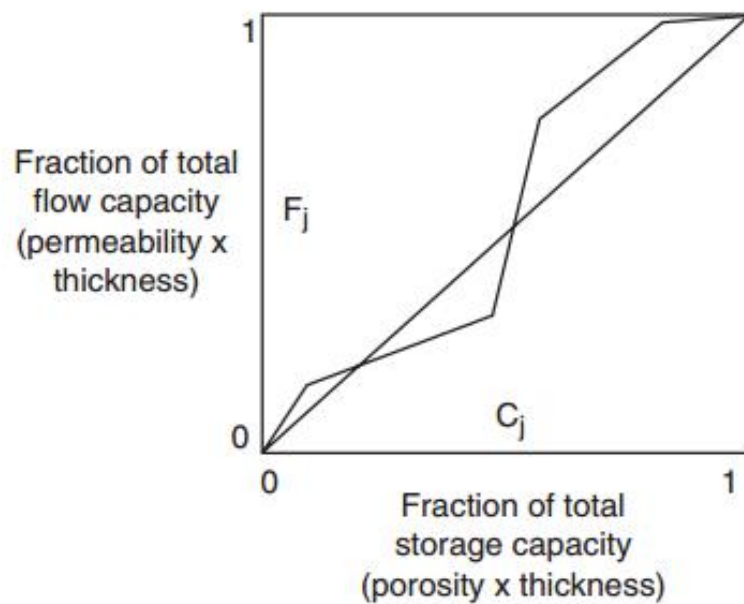


Figura 18- Gráfico de Lorenz modificado. A linha reta seria o caso ideal de um reservatório homogêneo (CORBETT, 2013).

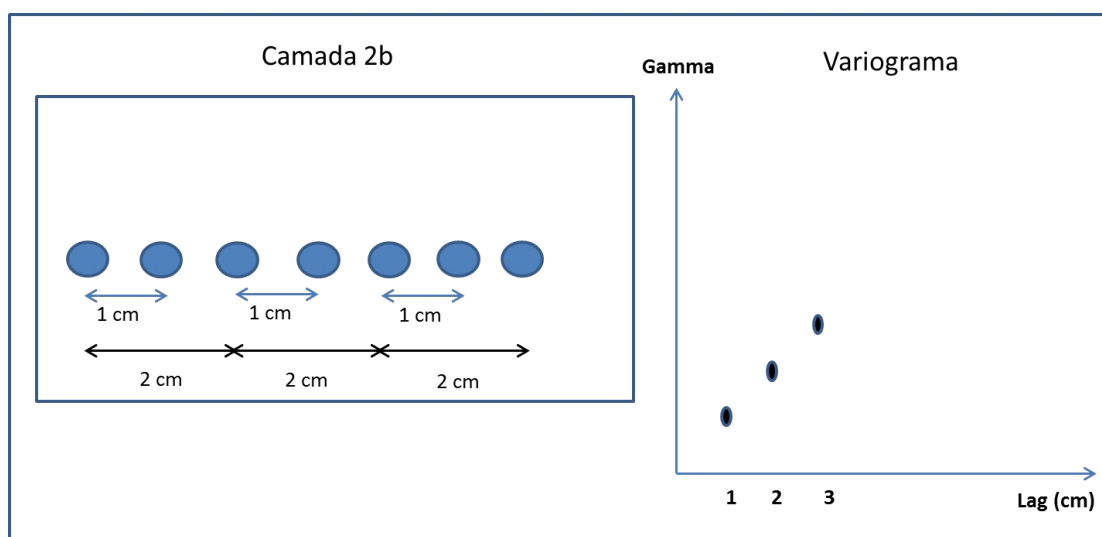
#### 4.3.5 Medidas de correlação espacial (variogramas)

A correlação de uma variável com ela mesma como uma função da separação no espaço é conhecida como auto correlação. Em engenharia de reservatórios, uma função de auto correlação muito utilizada é o variograma. Esta função é utilizada para determinar a diferença entre valores de permeabilidade medidos a partir de amostras espacialmente próximas. A função *gamma* é plotada no eixo das ordenadas e a distância entre as amostras coletadas, conhecida como *lag* e referenciada como *h* na fórmula abaixo, é plotada no eixo das abcissas.

**Função *gamma*:**

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N} \sum [k(x) - k(x+h)]^2$$

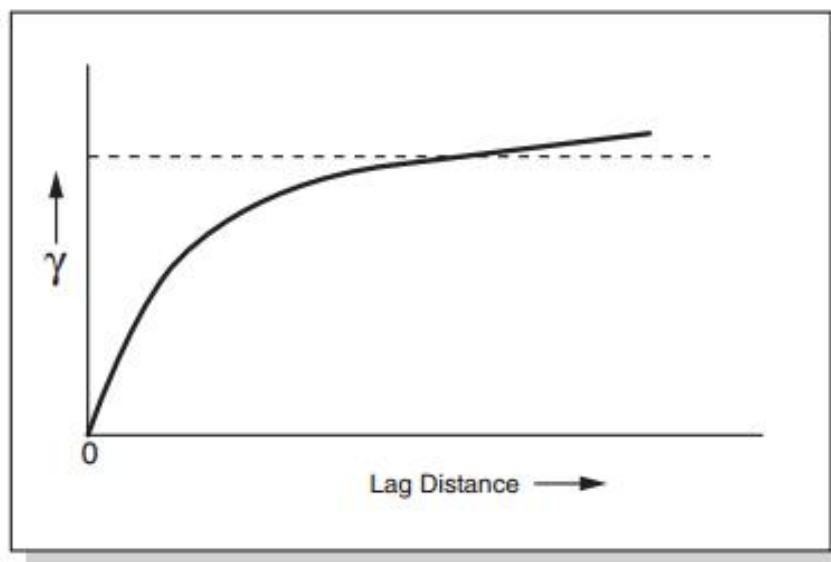
Cada amostra apresenta uma medida de permeabilidade distinta e a diferença entre as medidas de duas amostras é conhecida como variância. A função *gamma* soma a variância entre todos os pares de amostras que se encontram separados pela mesma distancia (*lag*) e divide o somatório pelo número total de pares de amostras. Por exemplo, em um conjunto com 30 amostras com separação de 1 cm tem-se 15 pares e em cada par a distância entre as amostras é de 1 cm (*lag*). Neste caso, calcula-se a diferença no valor de permeabilidade (variância) para cada par situado a uma distância de 1 cm, somam-se todas as variâncias e divide-se o resultado pelo número total de pares. Este cálculo é feito para todos os *lags* determinados, assim, calcula-se a função *gamma* para o *lag* 1, *lag* 2, *lag* 3 e assim por diante. Se a distância de separação corresponde a 1 cm, o *lag* 1 corresponderá a 1 cm, o *lag* 2 corresponderá a 2 cm, o *lag* 3 a 3 cm e assim sucessivamente, pois a distância de separação é cumulativa. O resultado final é um gráfico onde temos a distancia de separação entre os pares no eixo X (*lag*) e o valor da função *gamma* correspondente ao *lag* no eixo Y (Figura 19).



*Figura 19- Esquema mostrando como é construído um variograma utilizando a camada 2b como exemplo. Neste exemplo primeiro é calculada a função gamma (soma das variâncias) para pares de amostras com distância de separação (lag) de 1 cm, depois para pares separados por 2 cm e assim sucessivamente. A função gamma é plotada no eixo Y e o lag no eixo X.*

O variograma torna-se útil para analisar a correlação espacial do dado e a tendência é que a correlação diminua com a distância, ou seja, quanto maior o *lag*, maior o valor da função *gamma* que reflete a variância e menor a correlação do dado. Quando as amostras possuem correlação é possível observar uma reta ou curva no variograma e quando esta reta passa a ser horizontal atingiu-se o ponto onde não se observa mais correlação na propriedade, conhecido como *range* do variograma (Figura 20).

Este gráfico é utilizado como dado de entrada na modelagem de reservatórios, auxiliando na identificação de anisotropia no reservatório. Variogramas construídos para três direções distintas e apresentando um *range* diferente para cada direção aponta para uma anisotropia na propriedade.



*Figura 20- Exemplo de variograma. A distância de separação (lag) está no eixo das abcissas e a função gamma no eixo das ordenadas. Cada ponto possui um valor de gamma e uma distância lag e a partir dos pontos é possível gerar uma curva. Quando a curva se aproxima de uma linha horizontal pode-se dizer que não é possível observar correlação espacial entre os dados e atinge-se o range do variograma (CORBETT, 2013).*

## **5 Diagênese e porosidade nas Coquinas da Formação Morro do Chaves**

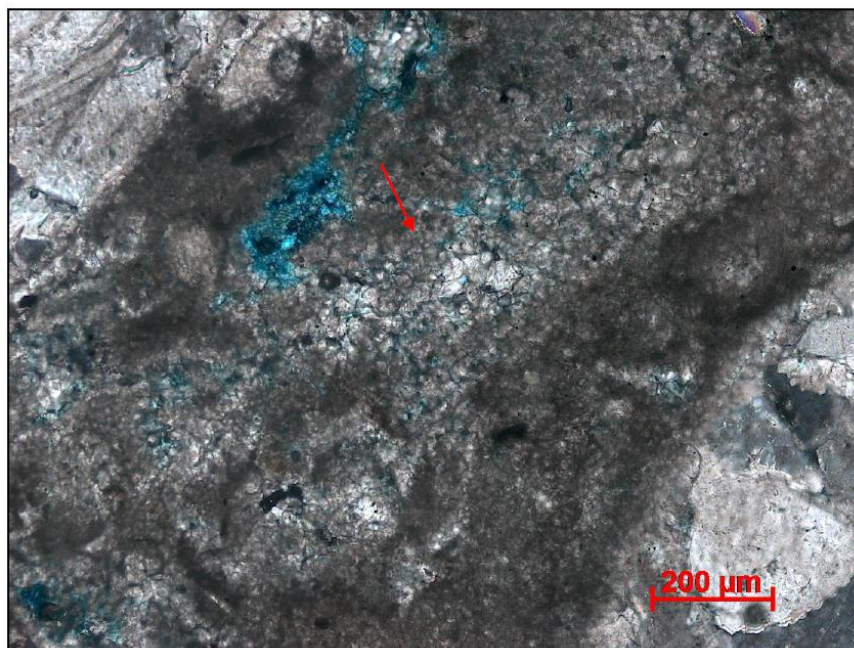
### **5.1 Aspectos diagenéticos**

A diagênese nas Coquinas da Formação Morro do Chaves foi descrita recentemente por Tavares (2014) utilizando amostras provenientes do mesmo afloramento que as amostras do presente trabalho na pedreira ATOL. Neste capítulo faz-se uma correlação dos aspectos diagenéticos descritos por Tavares (2014) e os aspectos reconhecidos no presente trabalho, nas coquinas da camada 2b. Tavares (2014) descreve o potencial diagenético para quatro fácies de coquinas distintas, sendo que apenas duas foram identificadas nas coquinas da camada 2b: Fácies Cm (Coquina inteira/fragmentada com micrita) e fácies Cf (Coquina fragmentada com pouca micrita). Os ambientes diagenéticos considerados pela autora foram: superficial/eogenético, soterramento raso, soterramento intermediário e profundo (mesogênese) e superficial/telogenético.

No trabalho de Tavares (2014) foram reconhecidas oito fases de cimentação, diversas fases de dissolução, neomorfismo (na concha e na micrita), compactação física, compactação química e micritização, porém apenas as feições diagenéticas reconhecidas também no presente trabalho serão detalhadas mais adiante. Não foi encontrada nenhuma evidência de dolomita no trabalho supracitado tanto utilizando a técnica com tingimento por Alizarina-S quanto pela técnica de catodoluminescência (TAVARES, 2014).

A micrita encontrada entre as conchas das coquinas foi formada no ambiente superficial/eogenético, onde ocorreu a cimentação micrítica, geralmente associada à microspar (TAVARES, 2014). Esta micrita foi interpretada como quimicamente precipitada

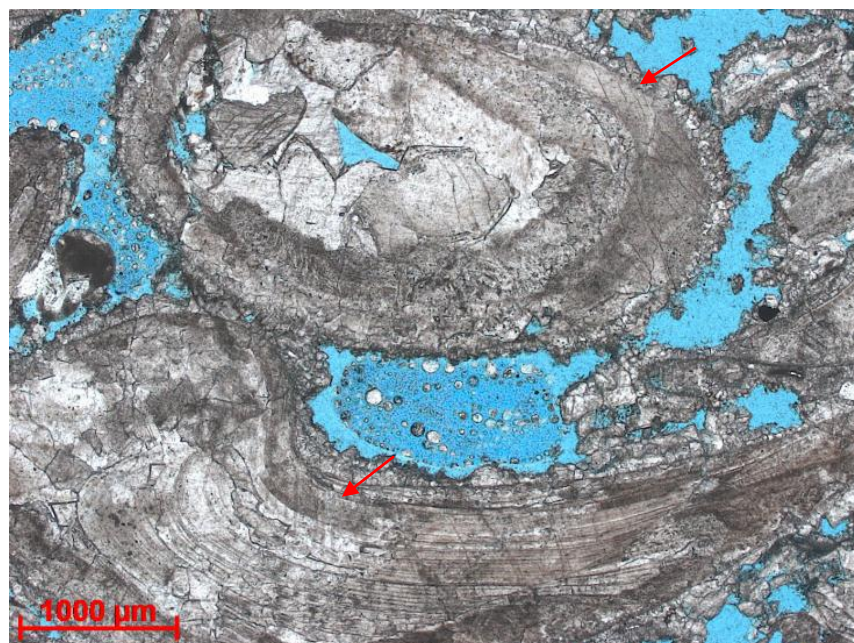
diretamente da água do lago, induzida por atividade microbial e pode ter sido depositada por decantação ou ter precipitado diretamente nos poros, como um cimento. O microspar que ocorre associado à micrita consiste em calcita espática, que faz contato abrupto e raramente gradual com a micrita, e é proveniente do neomorfismo da micrita (Figura 21) (



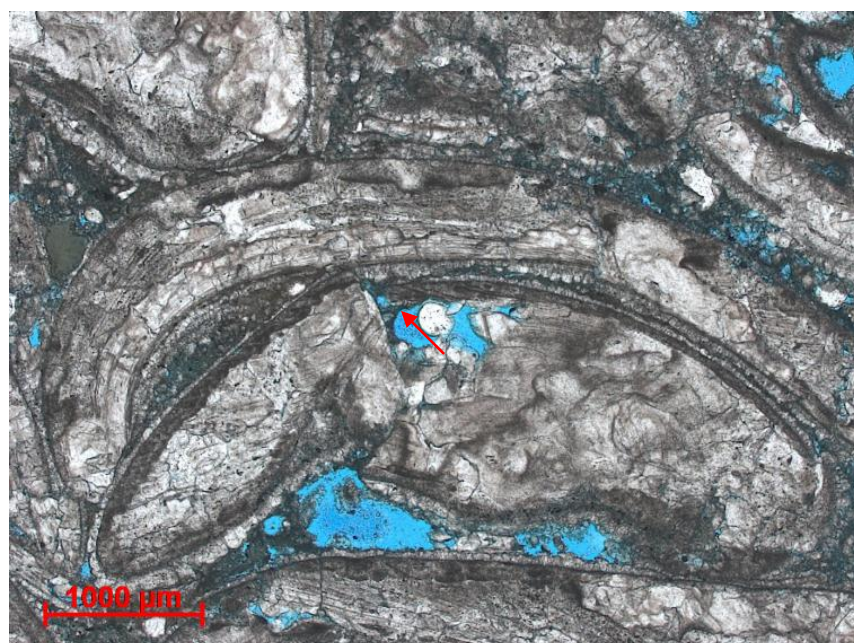
*Figura 21- Formação de calcita espática na micrita (seta vermelha) (Retirado de Tavares 2014).*

Ainda no ambiente superficial/eogenético ocorre a precipitação de cimento isópaco calcítico em franja na superfície externa dos bioclásticos formando um envelope de calcita isópaca (Figura 22). Em algumas amostras do trabalho referenciado acima e do presente trabalho este cimento ocorre fragmentado conjuntamente com as conchas, sugerindo que sua precipitação ocorreu antes do transporte efetivo da concha (TAVARES, 2014). A micritização afeta grande parte dos bioclásticos, formando um envelope micrítico ao redor do bioclasto que permanece, muitas vezes, após a dissolução da concha (Figura 23). Este processo é induzido por ação bacteriana ou de algas, ocorrendo tanto em ambiente lacustre quanto meteórico (TAVARES, 2014).





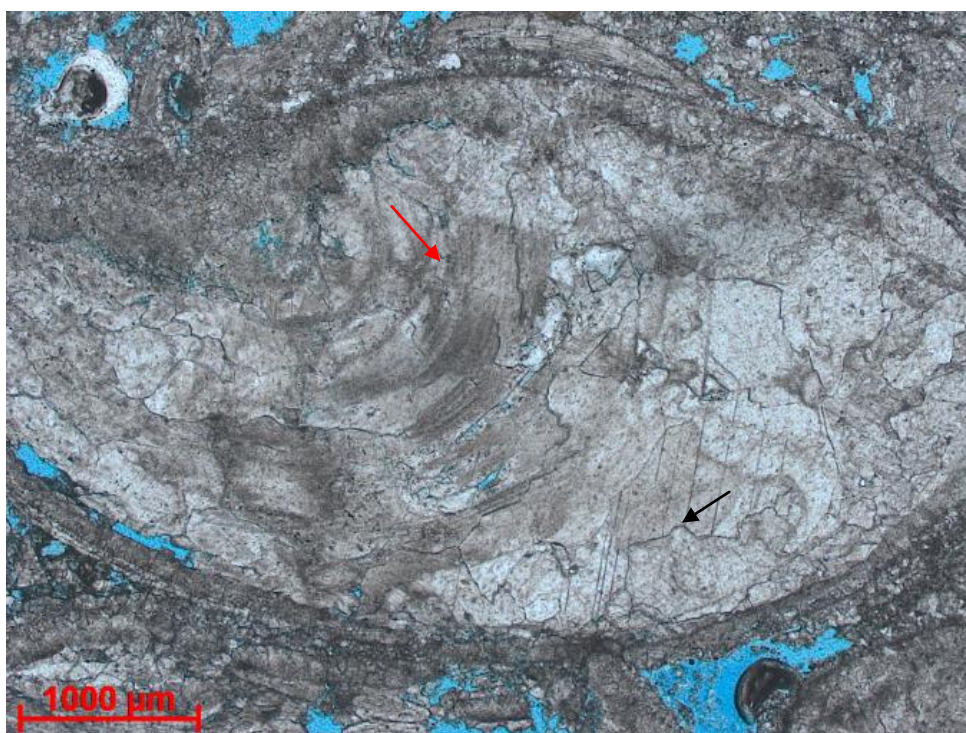
*Figura 22- Cimento isópaco calcítico em franja na superfície externa dos bioclastos. Este tipo de cimento aparece pouco espesso nas coquinas da camada 2b. Amostra 1.4 do presente trabalho correspondente à fácies Cf.*



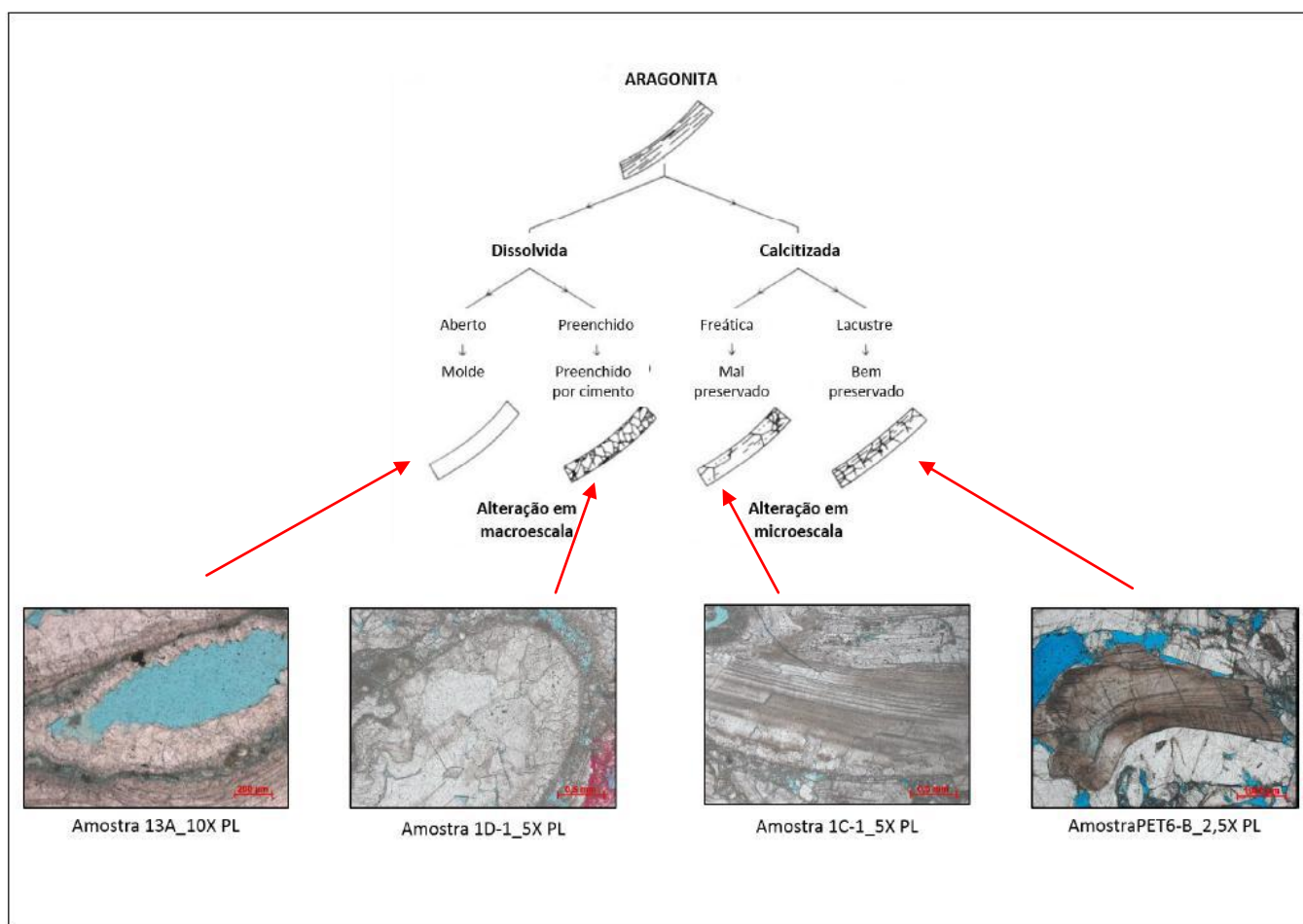
*Figura 23- Envelope micritico em torno do bioclasto fraturado (seta vermelha). Amostra 1.31 do presente trabalho correspondente à fácies Cf.*



O neomorfismo é um processo de transformação do mineral carbonático por ele mesmo ou por seu polimorfo. Os processos neomórficos podem ser recristalização (calcita recristalizada para calcita) ou inversão polimórfica de aragonita para calcita (FOLK, 1965). O segundo processo é muito observado nas coquinas da Formação Morro do Chaves e é resultado da dissolução da aragonita concomitante com a precipitação da calcita como cimento. Pode ser observada a preservação das estruturas originais das conchas em diferentes graus. O contato entre os cristais formados por neomorfismo é curvo e os cristais são de diferentes tamanhos (TAVARES, 2014). A figura 24 mostra evidência de neomorfismo, com preservação da estrutura original, observado no presente trabalho. Um esquema da mesma autora demonstra como é a evolução das conchas durante o processo diagenético: as conchas podem ser dissolvidas e não preenchidas gerando porosidade móldica, dissolvidas e preenchidas por cimento posteriormente ou sofrer o processo de inversão de aragonita para calcita, preservando ou não a estrutura original da concha (Figura 25). O cimento calcítico blocoso (freático) também é observado nas coquinas do presente estudo, preenchendo poros intergranulares e intragranulares e é da ordem de centenas de micrômetros.



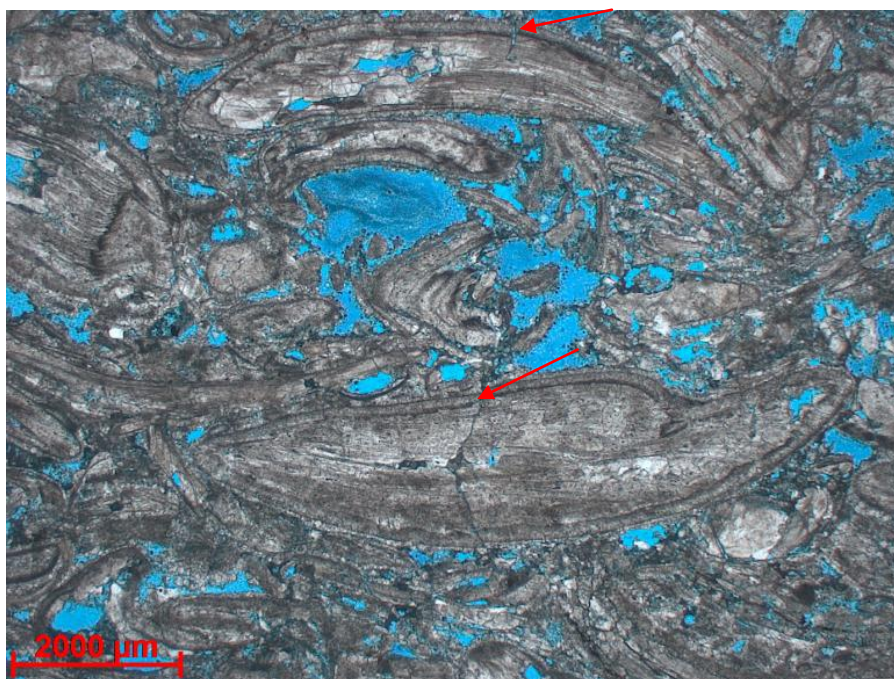
*Figura 24- Concha neomorfizada com linhas de crescimento preservadas indicadas pela seta vermelha e os cristais formados no neormofismo pela seta preta. Amostra 1.19 do presente trabalho correspondente à fácies Cf.*



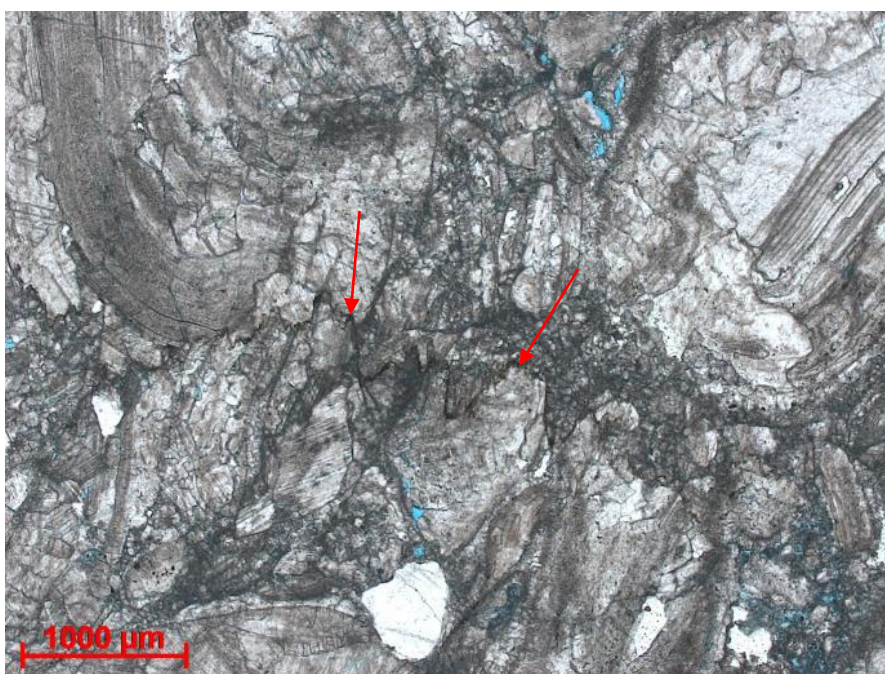
*Figura 25- Esquema modificado de James & Choquette (1984) indicando os diferentes padrões de preservação das estruturas originais das conchas após o neomorfismo (TAVARES, 2014).*

Os efeitos da compactação física podem ser percebidos por três características: grãos fraturados, empacotamento denso, orientação das conchas paralelas ao acamamento (Figura 26). Os cimentos precipitados antes da compactação podem minimizar estes efeitos. A precipitação do cimento micrítico, do cimento em franja e do cimento blocoso previne o faturamento das conchas e o cimento micrítico apresenta comportamento mais plástico, propiciando a orientação das conchas e o empacotamento mais denso. A compactação química (Figura 27) produz contatos suturados, microestilolitos, filmes de segregação de argila e reação entre o quartzo e a concha. Os efeitos desta compactação são mais intensos nas rochas ricas em micrita (TAVARES, 2014).



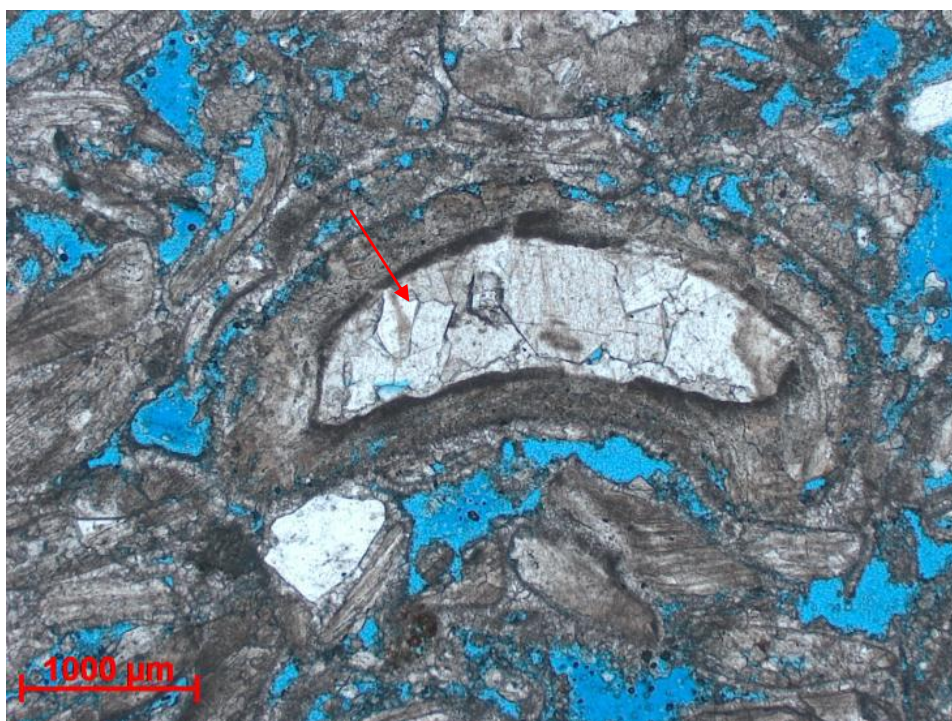


*Figura 26- Fratura nas conchas evidenciando a compactação física (seta vermelha). Amostra 1.19 do presente estudo.*



*Figura 27- Microestilolitos evidenciando compactação química nas coquinas da camada 2b. Amostra 1.31 do presente estudo.*

Outro tipo de cimento que ocorre nas coquinas da Formação Morro do Chaves é o cimento de calcita hialina intramolde, observado no interior das conchas (Figura 28). Os cristais são bem formados e milimétricos, o tamanho dos cristais e sua boa formação sugerem uma precipitação lenta. Não é possível observar a relação deste cimento com nenhuma outra feição. A dissolução telogenética é muito comum nas coquinas da Formação Morro do Chaves e é o último processo diagenético a ocorrer, quando a rocha é exposta novamente na superfície (TAVARES, 2014).



*Figura 28- Cimento de calcita hialina intramolde (seta vermelha) observado na amostra 1.20 do presente estudo correspondente à fácies Cf.*

## 5.2 Porosidade

O principal fator que afeta a porosidade nas coquinas da Formação Morro do Chaves é a diagênese. A porosidade nestas rochas teve grande contribuição da dissolução telogenética, que ocorre somente quando a rocha é exposta novamente em superfície, portanto as coquinas-

reservatório encontradas em subsuperfície não contariam com a grande contribuição da telogênese. Três variáveis controlam a porosidade final observada nas rochas estudadas: preservação da porosidade primária, criação de porosidade secundária e obliteração da porosidade.

O principal processo de preservação de porosidade primária é a precipitação dos cimentos isópacos em franja que cria uma rigidez no arcabouço, o que contribui para a preservação dos poros em um primeiro momento. Entretanto raros poros primários são preservados nestas rochas e geralmente os poros preservados não são conectados. A dissolução eogenética é o principal processo de criação de porosidade secundária, mas o neomorfismo da micrita também é um processo importante, pois cria porosidade e microporosidade intercrystalina (TAVARES, 2014). A tabela 2 resume os principais tipos de poro encontrados na fácies Cm das coquinas e sua provável geração.

*Tabela 2- Tabela confeccionada a partir dos dados de Tavares (2014), mostrando os principais tipos de poro encontrados nas coquinas da facies Cm e como foram gerados.*

<b>Tipo de poro</b>	<b>Porosidade interpartícula</b>	<b>Porosidade intragranular e móldica</b>	<b>Porosidade de fratura</b>	<b>Porosidade intercrystalina</b>
<b>Geração do poro</b>	Dissolução preferencial da micrita.	Quando ocorre a dissolução da aragonita e o molde permanece aberto, cria-se porosidade móldica. No caso do preenchimento do molde por cimento calcítico este cimento pode ou não ser dissolvido posteriormente.	Origem não esclarecida. Pode ser por compactação física ou fraturamento da rocha por descompressão durante o soerguimento. Estas fraturas definem conductos que colaboram com a dissolução telogenética posterior, podendo ser alargadas e gerar porosidade vugular.	Formação de calcita espática durante o neomorfismo da micrita ou na formação dos cimentos blocosos.



Os principais processos responsáveis pela obliteração da porosidade nestas rochas são: precipitação de cimento freático blocoso e compactação física e química.

Os principais tipos de porosidade descritos por Tavares (2014) na fácies Cf são: intragranular/móldica (produto da dissolução da aragonita-neomorfismo), intergranular (preservação da porosidade primária), intercristalina (rara) e fratura. Segundo Tavares (2014) a ausência de micrita na fácies Cf apontava para porosidade intergranular primária, que confere a esta rocha excelentes propriedades permo-porosas. A obliteração nas amostras correspondentes à fácies Cf ocorre pela precipitação de cimento freático blocoso (TAVARES, 2014). A compactação física também contribui para a redução da porosidade com o adensamento do empacotamento. Os efeitos da compactação química nesta fácies não foram observados pela autora.

## **6 RESULTADOS**

### **6.1 Caracterização macroscópica dos plugues**

Os 33 plugues coletados foram descritos em laboratório antes de ser feita a limpeza para retirada de hidrocarbonetos e sais inorgânicos. Foram descritos o tamanho, seleção, composição e grau de fragmentação das conchas, bem como empacotamento, porcentagem de argila e de grãos siliciclásticos e porosidade aparente da amostra. O tamanho e o formato das amostras (plugues de 1,5” de diâmetro) dificultou a estimativa visual da porosidade em escala macroscópica e a observação de estruturas sedimentares.

De acordo com a classificação de Grabau (1904), todas as amostras coletadas são calcirruditos bioclásticos, porém há variação no tamanho e no grau de fragmentação das conchas. O tamanho dos bioclastos varia de areia muito grossa a seixo grosso, sendo o tamanho predominante em quase todas as amostras seixo médio. Há grande variação na fragmentação dos bioclastos, de grãos muito fragmentados em algumas amostras a conchas inteiras em raras amostras. A matriz é composta por bioclastos muito fragmentados, grãos siliciclásticos e em poucas amostras encontra-se pseudomatriz de argila. Os grãos siliciclásticos presentes na matriz apresentam tamanho areia média e aparecem em poucas quantidades. Em algumas amostras é possível observar quantidade inferior a 5% de argila, que pode aparecer como um intraclasto ou como pseudomatriz. É possível observar óleo residual (morto) em alguns plugues que pôde ser identificado por fluorescência. Também se observou aspecto diagenético em escala macroscópica, a presença de superfícies de dissolução/estilolitos.



A porosidade visual nas amostras varia de 5% (ruim) a 20% (boa). Por ser apenas uma estimativa, a porosidade visual aparente não é totalmente confiável e pode ocorrer uma superestima ou subestima dos percentuais de porosidade. Mais adiante será feita uma comparação com os dados de porosidade aparente e os dados medidos em laboratório. Entretanto, foram feitas algumas constatações apenas com os dados estimados de porosidade aparente.

A porosidade aparente varia muito na extensão lateral da camada 2b, indo desde porosidade ruim a boa. Não foi observada, macroscopicamente, relação entre a porosidade e o tamanho médio dos grãos ou o grau de fragmentação das conchas.

Com os dados obtidos foi montado um quadro (Figura 29). Neste quadro foi feito um agrupamento dos plugues com porosidade aparente semelhante e a cada grupo foi atribuída uma cor. Na Figura 29 observam-se dois intervalos em que predomina a porosidade moderada, dois em que predomina a porosidade boa e um em que a porosidade predominante é a ruim. Este quadro facilita a visualização da variação da porosidade na extensão lateral da camada 2b e nos permite ter uma idéia, ainda que com dados estimados, da heterogeneidade e complexidade das coquinas.



Figura 29- Quadro mostrando o agrupamento de semelhantes porosidades aparentes. Os círculos representam o percentual de porosidade em cada ponto: Porosidade boa (15-20%), porosidade moderada (10-15%), porosidade ruim (<10%). No quadro são observados dois grupos com porosidade boa, dois grupos com porosidade moderada e um grupo com porosidade ruim.

## 6.2 Porosidade e permeabilidade nos plugues

Os 33 plugues foram limpos e analisados no laboratório da Schlumberger BRGC na ilha do Fundão. Obtiveram-se medidas de porosidade efetiva e de permeabilidade para cada plugue (Figura 30). A porosidade varia de 10 % a 19%, sendo o valor mais frequente (a moda) da porosidade nas amostras em torno de 15%. Estas porcentagens são similares às encontradas na estimativa visual macroscópica citada anteriormente, porém neste método foram observados valores de porosidade menores que 10% e maiores que 20%, o que não ocorre nas medidas feitas em laboratório. A figura 31 faz uma comparação entre a porosidade estimada e a porosidade medida em laboratório, mais confiável. Destaca-se a notória variação na porosidade em ambos os quadros da figura 31 e o agrupamento dos pontos com porosidade semelhante ao longo da extensão da camada 2b. Os dados de permeabilidade mostram uma grande variação nesta propriedade ao longo da camada e certa correlação positiva com a porosidade. Por exemplo, as amostras com as menores permeabilidades possuem também baixas porosidades.

A partir dos dados obtidos, observou-se que existem dois grupos com características petrofísicas distintas. Um grupo em que as amostras apresentam baixa permeabilidade (abaixo de 10 mD) e porosidade abaixo de 12% e outro grupo com alta permeabilidade (entre 40 e 1392 mD) e porosidade entre 13% e 19%. Na figura 30 é possível observar os valores de porosidade e permeabilidade encontrados para as amostras em laboratório.

TABELA 1. RESUMO DOS RESULTADOS DAS ANÁLISES DE ROTINA

Amostra	Peso Seco (g)	Comprimento (cm)	Diâmetro (cm)	Volume Grãos (cm <sup>3</sup> )	Densidade Grãos (g/cm <sup>3</sup> )	Volume Total Amostra (cm <sup>3</sup> )	Volume Poros (cm <sup>3</sup> )	Porosidade Hélio (%)	Permeabilidade Ar (mD)	Permeabilidade Klinkenberg (mD)
1.1	111.363	4.917	3.630	41.169	2.71	49.449	8.280	16.7	426.	408.
1.2A	89.992	4.135	3.595	33.172	2.71	40.772	7.600	18.6	434.	411.
1.3A	151.536	6.726	3.539	56.019	2.71	65.371	9.352	14.3	118.	115.
1.4	175.836	7.545	3.629	65.171	2.70	76.422	11.251	14.7	39.4	37.8
1.5A	144.802	6.324	3.637	53.818	2.69	64.242	10.424	16.2	297.	283.
1.6	187.618	7.748	3.625	69.519	2.70	79.120	9.601	12.1	9.68	8.96
1.7A	191.300	7.740	3.629	70.864	2.70	79.046	8.182	10.4	5.58	5.07
1.8 B	84.268	3.730	3.618	31.104	2.71	37.273	6.169	16.6	207.	192.
1.9A	92.618	3.902	3.619	34.157	2.71	39.637	5.480	13.8	54.9	53.0
1.10A	72.204	2.939	3.614	26.640	2.71	29.536	2.896	9.8	5.09	4.61
1.12	75.089	3.493	3.502	27.640	2.72	32.667	5.027	15.4	47.2	45.4
1.14A	75.089	3.687	3.495	27.791	2.70	34.321	6.530	19.0	350.	345.
1.15A	176.945	7.663	3.546	65.500	2.70	76.283	10.783	14.1	224.	220.
1.16B	176.512	7.691	3.597	65.058	2.71	76.084	11.026	14.5	183.	180.
1.17A	175.885	7.599	3.630	65.208	2.70	76.604	11.396	14.9	354.	345.
1.18B	73.547	3.667	3.415	27.154	2.71	32.652	5.498	16.8	369.	363.
1.19B	162.756	7.738	3.541	60.245	2.70	73.927	13.682	18.5	712.	705.
1.20A	103.489	5.094	3.510	38.270	2.70	47.234	8.964	19.0	1392.	1346.
1.21B	177.391	7.804	3.606	65.602	2.70	77.825	12.223	15.7	441.	417.
1.22B	176.228	7.891	3.585	65.215	2.70	77.829	12.614	16.2	464.	439.
1.23	167.041	7.686	3.524	61.624	2.71	72.941	11.317	15.5	453.	429.
1.24	155.507	6.915	3.586	57.513	2.70	66.458	8.945	13.5	78.2	75.8
1.25	98.088	4.237	3.556	36.243	2.71	41.253	5.010	12.1	5.50	4.99
1.26	142.268	6.189	3.592	52.612	2.70	61.199	8.587	14.0	216.	211.
1.27	72.712	3.129	3.600	26.881	2.70	30.897	4.016	13.0	61.7	59.6
1.28	83.136	3.997	3.470	30.632	2.71	36.190	5.558	15.4	120.	117.
1.29A	170.549	8.010	3.524	62.988	2.71	75.044	12.056	16.1	162.	158.
1.30A	180.035	8.039	3.547	66.582	2.70	78.557	11.975	15.2	273.	268.
1.31B	96.395	4.419	3.493	35.576	2.71	41.103	5.527	13.4	93.4	90.9
1.32A	116.514	5.137	3.612	43.111	2.70	51.235	8.124	15.9	258.	241.
1.33A	180.321	8.001	3.554	66.720	2.70	78.260	11.540	14.7	251.	247.
1.34A	125.504	5.478	3.596	46.436	2.70	54.362	7.926	14.6	548.	521.
1.35A	178.018	7.953	3.547	65.952	2.70	77.464	11.512	14.9	477.	452.

Figura 30-Tabela com os dados de porosidade e permeabilidade obtidos no laboratório da Schlumberger BRGC. As amostras com as melhores características permo-porosas estão circuladas em vermelho, enquanto que as amostras com as piores características permo-porosas estão circuladas em azul.



## Estimativa visual macroscópica da porosidade



## Análise da porosidade em laboratório

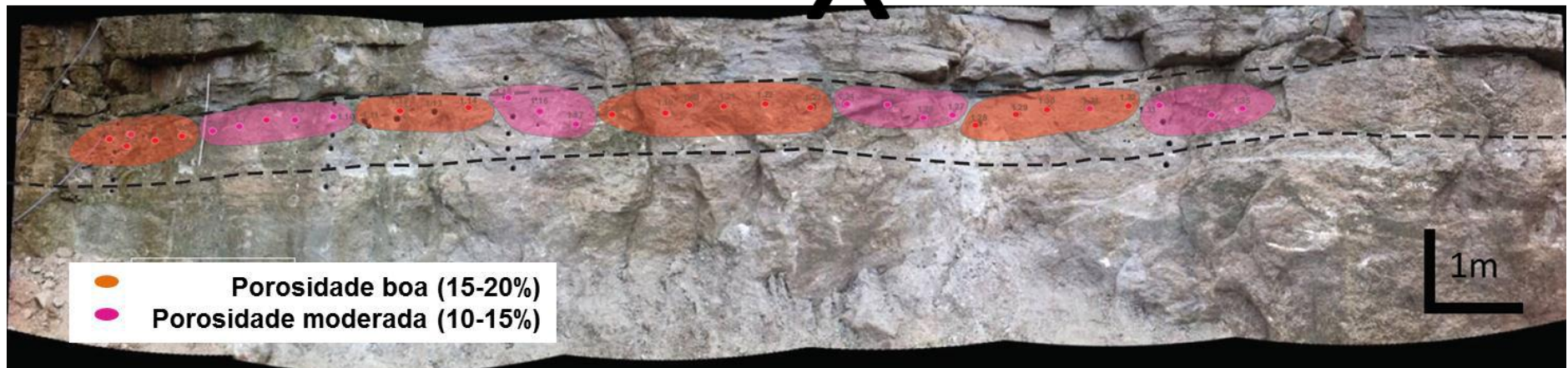
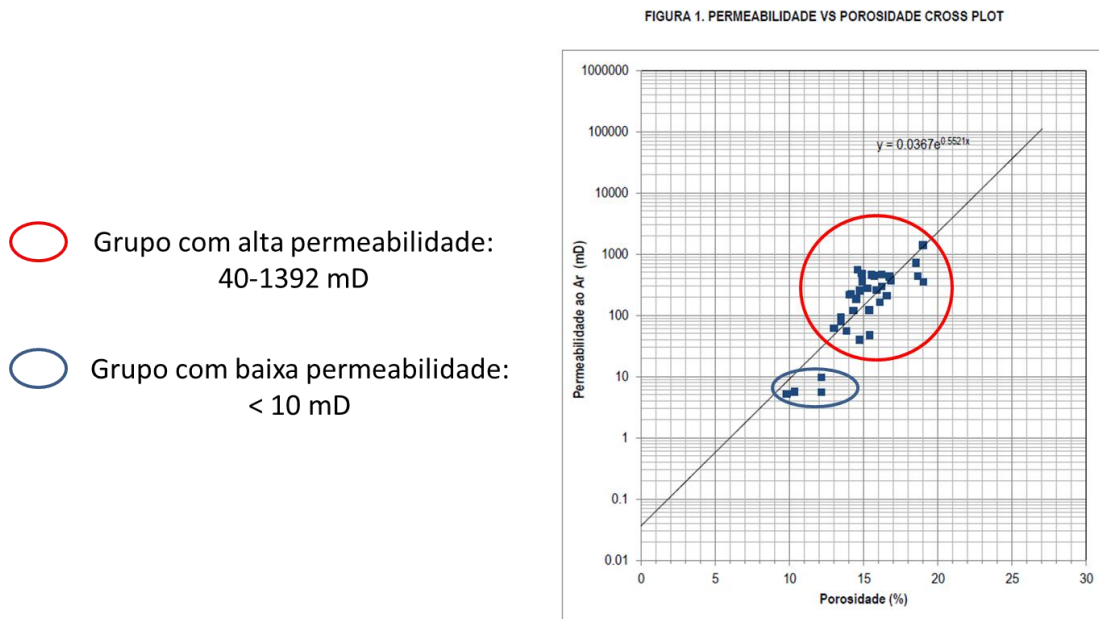


Figura 31- Comparação entre os quadros feitos com a estimativa visual macroscópica e com os dados de porosidade medidos em laboratório. Apesar da quantificação da porosidade ser diferente em alguns locais ao longo da camada 2b, ambos os quadros mostram que a variação da porosidade subdivide a camada 2b em grupos com diferentes classes de porosidade.

O gráfico da figura 32 ilustra a correlação positiva entre porosidade e permeabilidade e separa as amostras (representadas por pontos no gráfico) em grupos distintos de permeabilidade.

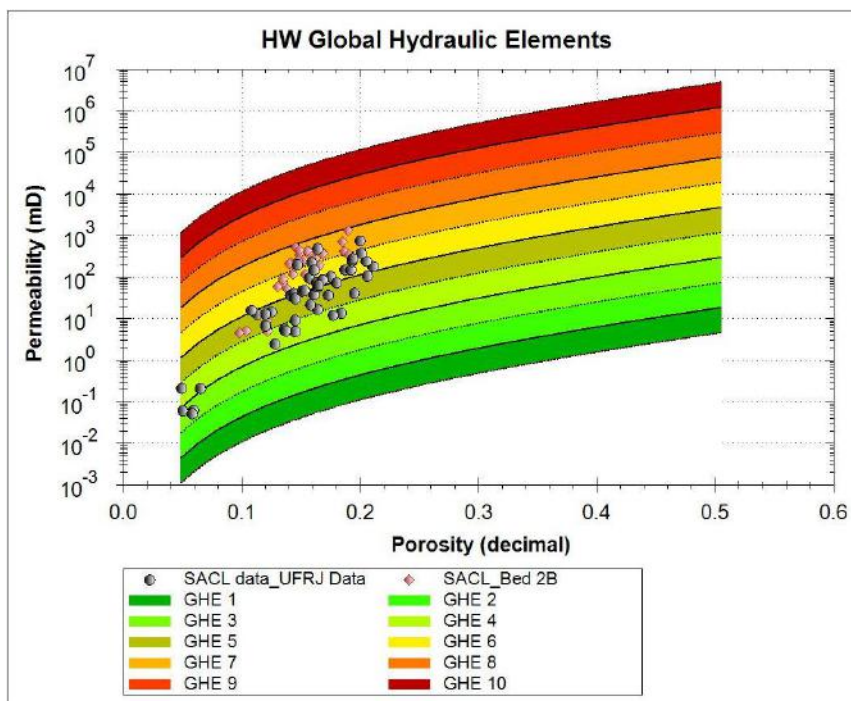


*Figura 32- Gráfico de Porosidade versus Permeabilidade. Cada ponto representa um plugue analisado. Os grupos petrofísicos estão destacados no gráfico. Há uma correlação positiva entre porosidade e permeabilidade na extensão da camada 2b.*

Os dados provenientes das medidas feitas em laboratório foram plotados em um gráfico de porosidade versus permeabilidade desenvolvido por Corbett&Potter (2004) (Figura 33). Neste gráfico, é possível observar que as coquinas da camada 2b estão situadas nas faixas representadas pelos GHE 5, GHE 6 e GHE 7, abrangendo 3 GHE distintos, que corresponderiam aos dois grupos petrofísicos definidos anteriormente. O GHE 5 pode ser facilmente correlacionado ao grupo de baixa permeabilidade, enquanto que o grupo de alta permeabilidade abrange o GHE 6 e o GHE 7. Os grupos petrofísicos encontrados neste trabalho também podem ser entendidos como tipos petrofísicos (*petrotypes*), que podem ser

utilizados como base para uma divisão de reservatórios complexos em grupos com diferentes classes de porosidade e permeabilidade.

No gráfico da figura 33 também estão plotados os valores de porosidade e permeabilidade de outras amostras de coquinas da Formação Morro do Chaves, coletadas no mesmo local (pedreira ATOL) e analisadas por Câmara (2013). A comparação entre os resultados obtidos em ambos os trabalhos ratifica a variação da porosidade e da permeabilidade nas coquinas da Formação Morro do Chaves e o fato das coquinas estarem subdivididas em grupos petrofísicos, pois as amostras de ambos os trabalhos estão situadas no mesmo grupo de faixas de GHE, ou seja, possuem a mesma tendência petrofísica.



*Figura 33-Gráfico mostrando a relação entre porosidade e permeabilidade nas coquinas da camada 2b (losango vermelho). As amostras estão situadas nas faixas correspondentes ao GHE 5, GHE 6 e GHE 7. O grupo de baixa permeabilidade corresponde às amostras na faixa do GHE 5, enquanto o grupo de alta permeabilidade corresponde às faixas GHE 6 e GHE 7. No mesmo gráfico estão as amostras de Coquinas coletadas e analisadas por Câmara (2013), representadas por esferas cinza no gráfico. Observar que as amostras do trabalho de Câmara (2013) seguem a mesma tendência petrofísica das coquinas da camada 2b (Modificado de Corbett & Potter 2004).*

### 6.3 Análise Estatística dos dados de porosidade e permeabilidade

A análise estatística dos resultados de porosidade e permeabilidade obtidos em laboratório é essencial para o entendimento da distribuição espacial dos dados e da maneira como eles se correlacionam. A prévia identificação de dois grupos petrofísicos distintos indica que o reservatório é heterogêneo, portanto é essencial o entendimento estatístico dos dados, de forma que possamos atribuir um valor médio de porosidade e de permeabilidade ao reservatório ou a um intervalo deste reservatório. Desta forma, é possível compreender como seria o comportamento da rocha para o armazenamento de fluidos (gás, óleo ou água) e como



o reservatório está conectado e se comportaria para o fluxo de fluidos. Para este capítulo do trabalho, considera-se a camada 2b como uma rocha análoga a um reservatório em menor escala e por isto a mesma pode ser referida aqui como reservatório. Os dados obtidos nesta análise estatística são média (aritmética, geométrica e harmônica), mediana, desvio padrão, variância, coeficiente de variância, entre outros.

O histograma da Figura 34 nos permite analisar a frequência da ocorrência dos valores de porosidade e de permeabilidade nas amostras estudadas. Ao analisar o histograma de porosidade, observa-se que a distribuição das classes é quase simétrica e o valor predominante de porosidade é o da classe 14-15% e a segunda e terceira maior ocorrência pertencem às classes 15-17% e 12-14%, respectivamente. Portanto, os valores de porosidade concentram-se entre 12 e 17 % e apenas seis amostras não possuem valores de porosidade dentro desta classe. Assim, pode-se dizer que a distribuição desta propriedade nas coquinas da camada 2b é praticamente homogênea ou muito pouco heterogênea. Entretanto, isto não quer dizer que a porosidade é igual ao longo de toda a camada 2b, mas que valores próximos de porosidade foram encontrados para as amostras (entre 12 e 17%). O histograma de permeabilidade mostra que a distribuição desta propriedade é assimétrica e há uma maior frequência de ocorrência dos valores entre 100 e 1000 mD.

A figura 35 mostra uma tabela com os dados de estatística obtidos por Shoier (2014) para as coquinas da camada 2b e para os grupos petrofísicos individuais reconhecidos neste intervalo. A média aritmética calculada tanto para todas as amostras da camada 2b quanto para os grupos petrofísicos individuais pode ser utilizada como medida de tendência central para a porosidade, pois como foi dito anteriormente esta propriedade possui uma distribuição homogênea. O valor do coeficiente de variância (CV) de 0.14 ratifica o fato de que a porosidade ao longo da camada 2b é praticamente homogênea. O coeficiente de variância (CV) de 0.969 para a permeabilidade indica uma distribuição muito heterogênea desta propriedade.

A escolha da medida de tendência central entre média aritmética, geométrica ou harmônica para representar esta propriedade só poderá ser feita em trabalhos futuros, pois é necessário ter dados de permeabilidade em outras direções. No caso da permeabilidade os valores de tendência central são muito diferentes dependendo da população estatística utilizada para o estudo, ou seja, da quantidade de amostras. Por exemplo, a média geométrica fornece um determinado valor para a permeabilidade quando a análise é realizada em todas as amostras da camada 2b (média geométrica de 140,572 mD), enquanto que quando o cálculo é restringido apenas às amostras dos grupos petrofísicos individuais a média fornece um valor superior (246,234 mD) ou muito inferior (17,525 mD) dependendo do grupo selecionado, valor superior para o grupo com alta permeabilidade e inferior para o grupo com baixa permeabilidade. Desta forma, se fosse fornecido um único valor médio de permeabilidade para toda a camada 2b este dado estaria subestimando ou superestimando a permeabilidade ao longo deste intervalo.

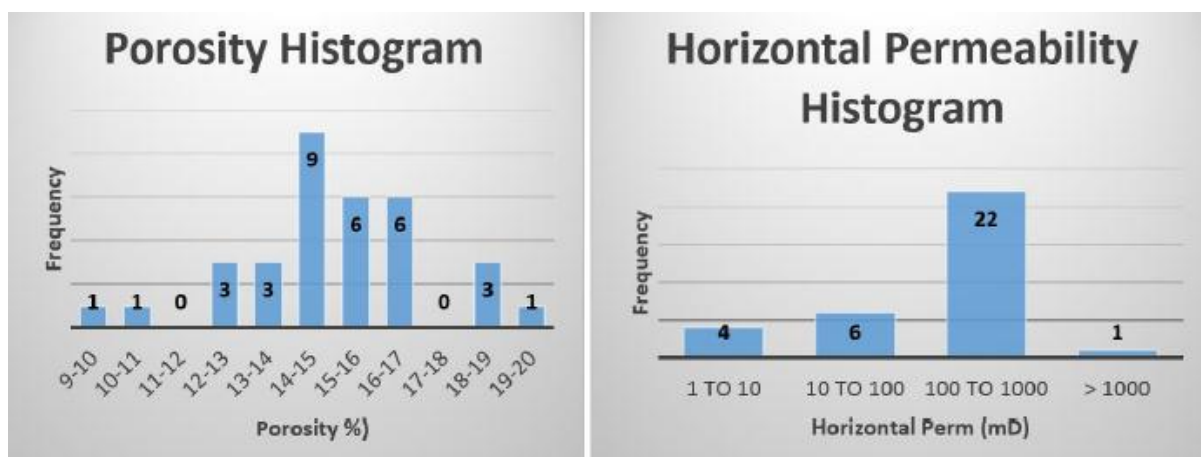


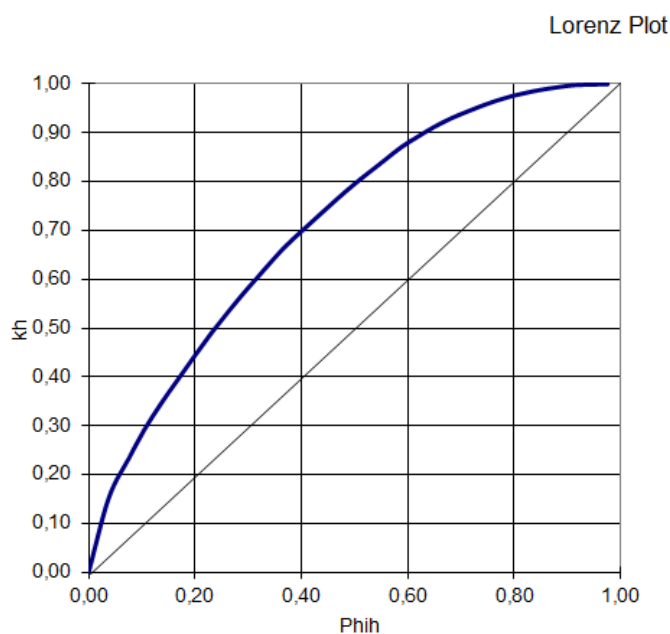
Figura 34- À esquerda histograma de porosidade e à direita histograma de permeabilidade. O histograma de porosidade apresenta uma distribuição simétrica enquanto que o de permeabilidade apresenta distribuição assimétrica (SHOIER, 2014).

All Sample Analysis			Facies 1 (GHE 6 + 7)		Facies 2 (GHE 5)	
	Phi (%)	Kh (mD)	Phi (%)	Kh (mD)	Phi (%)	Kh (mD)
Number of Samples	33	33	26	26	7	7
Arithmetic Mean:	0.150	266.570	0.156	323.341	0.130	55.706
Geometrical Mean:	0.149	140.572	0.155	246.234	0.128	17.525
Harmonic Mean:	0.147	35.854	0.154	182.922	0.125	8.994
Median:	0.149	219.531	0.153	257.147	0.121	8.955
SD:	0.021	258.307	0.017	259.048	0.023	94.156
Variance:	0.00046	66722.686	0.00029	67105.693	0.00054	8865.348
CV:	0.142	0.969	0.109	0.801	0.179	1.690
Min:	0.098	4.610	0.130	52.981	0.098	4.610
Max:	0.190	1345.533	0.190	1345.533	0.162	283.080
Sample Sufficiency:	2.017	93.897	1.188	64.186	3.210	285.691
Sample Tolerance:	4.945	33.736	4.274	31.424	13.544	127.770

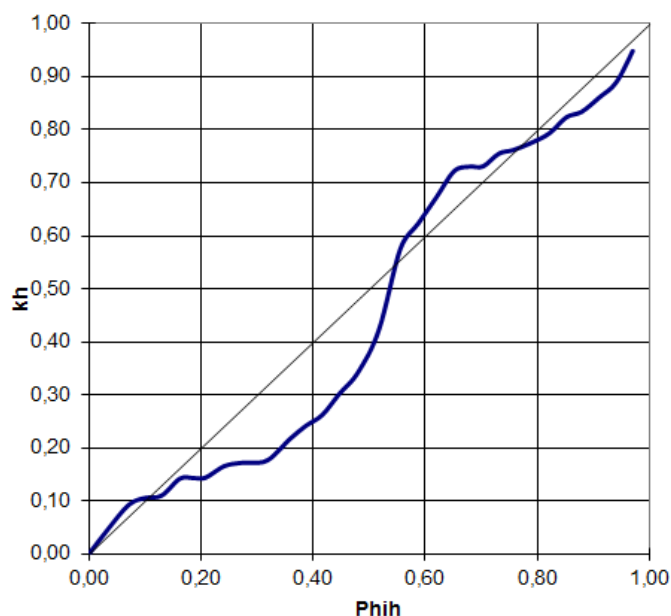
Figura 35- Tabela com os valores estatísticos obtidos a partir dos dados de porosidade e permeabilidade das coquinas da camada 2b. A facies 1 do autor corresponde ao grupo com alta permeabilidade (GHE 6 +7) e a facies 2 ao grupo com baixa permeabilidade (GHE 5) (SHOIER, 2014).

### 6.3.1 Gráfico de Lorenz

O gráfico de Lorenz para as coquinas da camada 2b foi construído utilizando a extensão lateral de 10 metros ao invés da espessura para determinar o  $K_h$  e o  $\Phi_{ih}$ . Apresentou um coeficiente de 0.44, indicando que as amostras são heterogêneas (Figura 36). Já o gráfico de Lorenz modificado (Figura 37), ratifica a informação de que o reservatório é heterogêneo, pois a curva resultante está diferente da reta ideal em que o reservatório seria homogêneo. Cada quebra da curva pode indicar um intervalo com propriedades (porosidade e permeabilidade) distintas e, portanto, se comporta de maneira diferente no transporte e armazenamento de fluídos.



*Figura 36- Gráfico de Lorenz para as coquinas da camada 2b. O coeficiente de Lorenz, calculado pelo gráfico, é de 0.44, indicando a heterogeneidade do reservatório.*

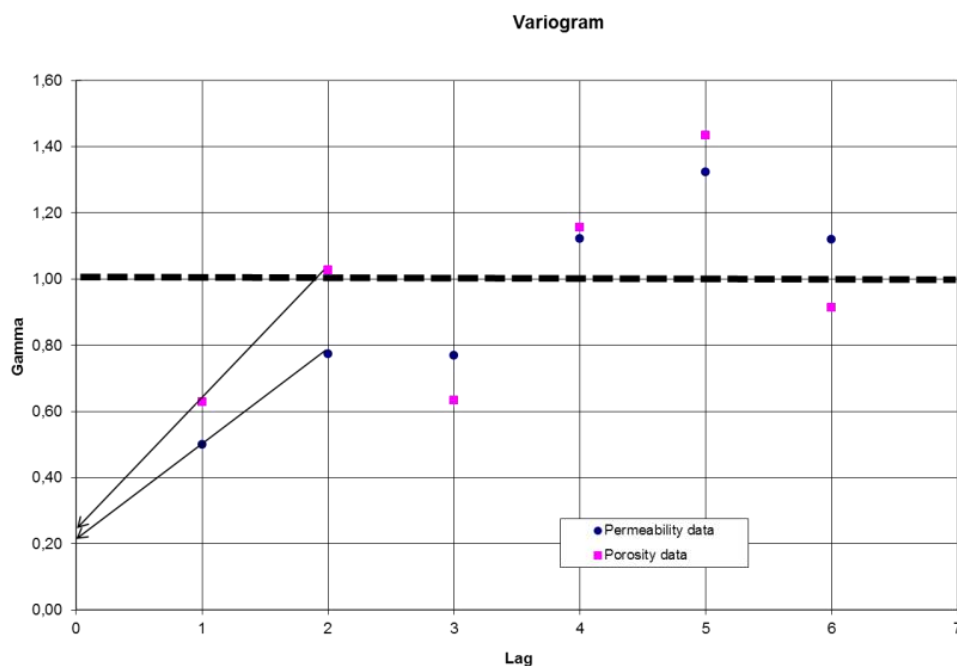


*Figura 37- Gráfico de Lorenz modificado. A reta diagonal cinza é o caso ideal em que o reservatório é homogêneo. A curva azul foi calculada para as coquinas da camada 2b, ratificando o fato de que esta camada é heterogênea. Cada quebra na curva pode indicar um intervalo com características petrofísicas distintas na camada 2b.*

### 6.3.2 Variograma

O variograma é um gráfico utilizado para a compreensão da correlação espacial de uma propriedade, no caso do presente trabalho as propriedades analisadas são porosidade e permeabilidade. Este gráfico mostra o quanto o valor de uma propriedade varia com relação aos valores das amostras vizinhas, para amostras que estão situadas a uma distância 0,30 m uma da outra. Para este trabalho essa distância (*lag*) foi definida em 0,30 m, a mesma distância utilizada entre a coleta de um plugue e outro ao longo da camada 2b. Quando a propriedade tem correlação espacial, uma relação linear é observada no variograma, enquanto que uma propriedade sem nenhuma correlação espacial aparece como uma linha horizontal no gráfico e quando isto ocorre podemos dizer que encontramos o *range* do variograma. Assim, ao analisar um variograma é possível encontrar a distância (*lag*) a partir da qual não é possível

correlacionar os dados, esta pode ser identificada através do ponto de inflexão no gráfico em que os dados passam de uma relação linear para pontos dispersos, com nenhuma correlação e aparecem como uma linha horizontal, atingindo o *range*. Na figura 38, o variograma ratifica a constatação feita anteriormente de que as propriedades porosidade e permeabilidade possuem uma correlação positiva, ou seja, ao aumentar a porosidade a permeabilidade também aumenta e vice-versa. Ambas as propriedades possuem uma boa correlação espacial até atingir o *lag* 2, pois a partir deste ponto os dados aparecem dispersos no gráfico. Como cada *lag* equivale a 0,30 m, é possível afirmar que, com base na observação do variograma, a partir de 0,6 m ou 60 cm ( $0,30 \text{ m} \times 2$ ) não é possível observar correlação espacial das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade).



*Figura 38- Variograma mostrando a correlação espacial entre as propriedades petrofísicas. A partir do lag 2 não é possível observar a correlação espacial das propriedades petrofísicas entre as amostras, pois os pontos estão dispersos e quando observamos a linha horizontal no variograma, indicando que encontramos o range para o reservatório.*

#### 6.4 ANÁLISE MICROSCÓPICA DOS PLUGUES

As lâminas delgadas confeccionadas a partir dos plugues foram descritas e foram identificadas as características microscópicas principais de cada grupo petrofísico definido anteriormente (grupo com baixa permeabilidade e grupo com alta permeabilidade), com enfoque na análise do espaço poroso. No total, há 4 lâminas de amostras pertencentes ao grupo com baixa permeabilidade e 28 lâminas representativas do grupo com alta permeabilidade. Foi interpretado que o grupo com baixa permeabilidade corresponde à fácies sedimentar Cm descrita por Tavares (2014), coquinas inteiras/fragmentadas com micrita. Já o grupo com alta permeabilidade corresponde à fácies sedimentar Cf, coquinas fragmentadas com pouca micrita. O quadro da figura 39 foi elaborado para sumarizar os grupos petrofísicos analisados e suas fácies sedimentares correspondentes.

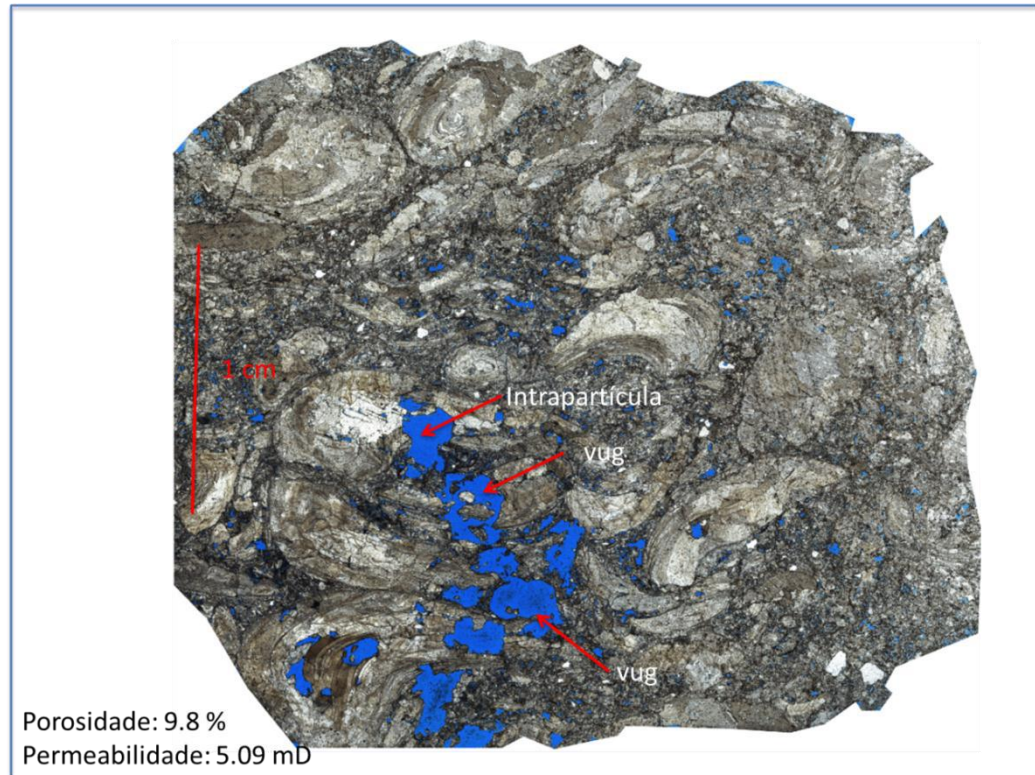
<b>Grupo com baixa permeabilidade</b>	<b>Grupo com alta permeabilidade</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fácies sedimentar Cm</li> <li>- Permeabilidade &lt; 10 mD</li> <li>- Porosidade: 9 a 12%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fácies sedimentar Cf</li> <li>- Permeabilidade 40-1000 mD</li> <li>- Porosidade: 13 a 19%</li> </ul>

*Figura 39- Quadro-resumo dos grupos petrofísicos analisados microscopicamente.*

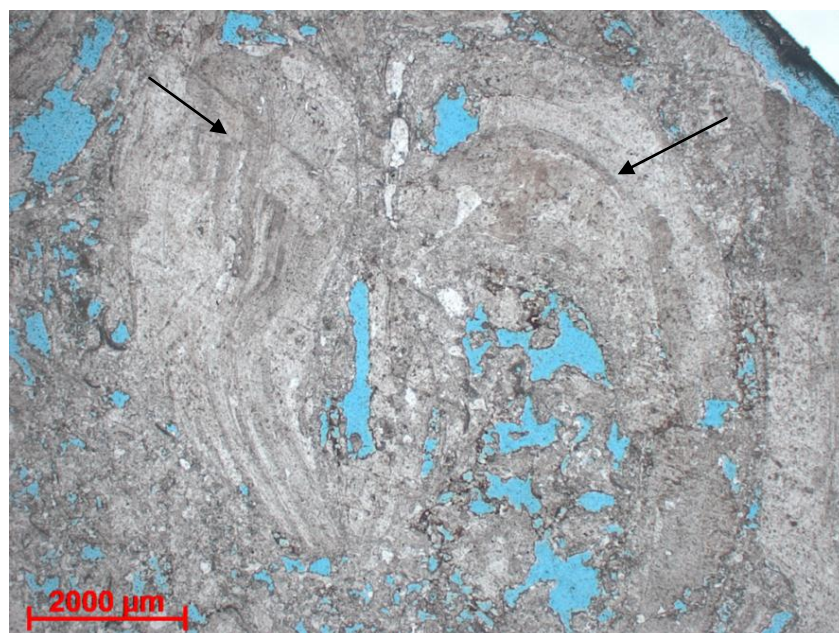
#### 6.4.1 Grupo com baixa permeabilidade

Neste grupo os bioclastos, predominantemente bivalves e poucos ostracodes, aparecem pouco fragmentados com o tamanho variando de seixo fino a seixo muito grosso, sendo o tamanho predominante seixo médio (Figura 40). É possível observar algumas conchas inteiras não articuladas (Figura 41) e poucos bioclastos muito fragmentados com o tamanho areia muito grossa. A seleção deste grupo é moderada e o empacotamento denso. A matriz é composta por micrita em sua grande maioria, alguns grãos bioclásticos muito fragmentados e grãos siliciclásticos traço, geralmente quartzo e litoclastos de tamanho areia muito grossa. A micrita situada entre os bioclastos possui uma coloração marrom e sua porcentagem é em torno de 35%. Este grupo correspondete à fácies Cm descrita por Tavares (2014), coquina inteira com micrita.



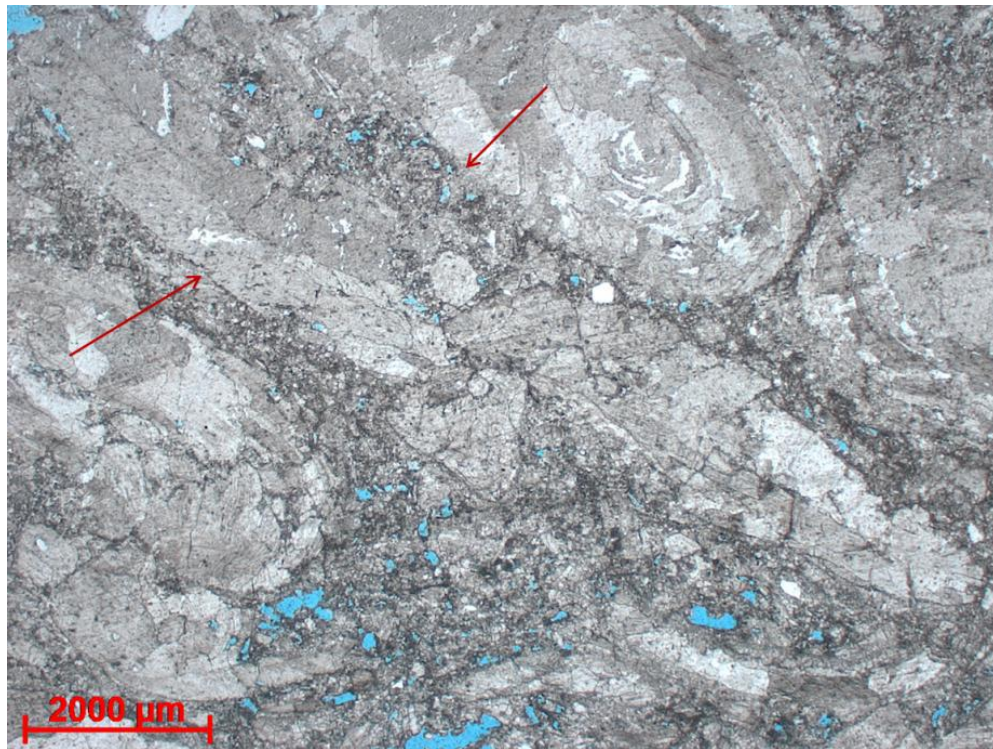


*Figura 40-Imagem geral da lâmina correspondente à amostra 1.10. Nesta figura é possível observar o tamanho das conchas, a seleção boa e o tipo de porosidade predominante intrapartícula e vugular. Os poros estão isolados e concentrados em um local específico da lâmina.*



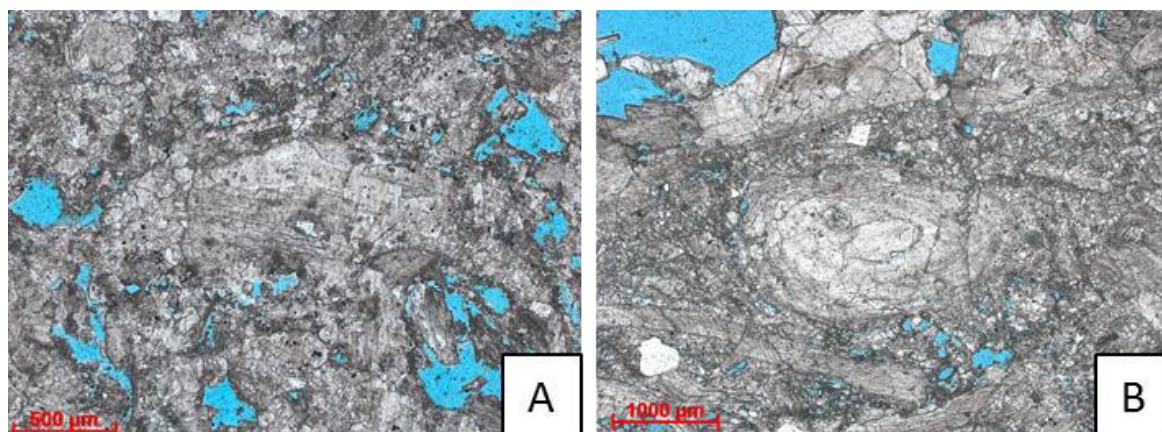
*Figura 41- Concha inteira não articulada indicada pelas setas pretas.*

As bordas das conchas estão muitas vezes dissolvidas, possivelmente devido à compactação química (Figura 42), há envelope micritico ao redor dos grãos bioclásticos. As conchas dos bivalves estão neomorfizadas e em alguns casos não é possível reconhecer as linhas de crescimento (Figura 43A). As conchas estão muitas vezes fraturadas. O interior das conchas pode aparecer dissolvido e ter um cimento tardio (cimento de calcita hialina intramolde), de coloração branca, preenchendo este espaço criado pela dissolução da concha. A micrita aparece recristalizada para esparita com frequência, preenchendo o espaço entre os grãos bioclásticos (Figura 43B).



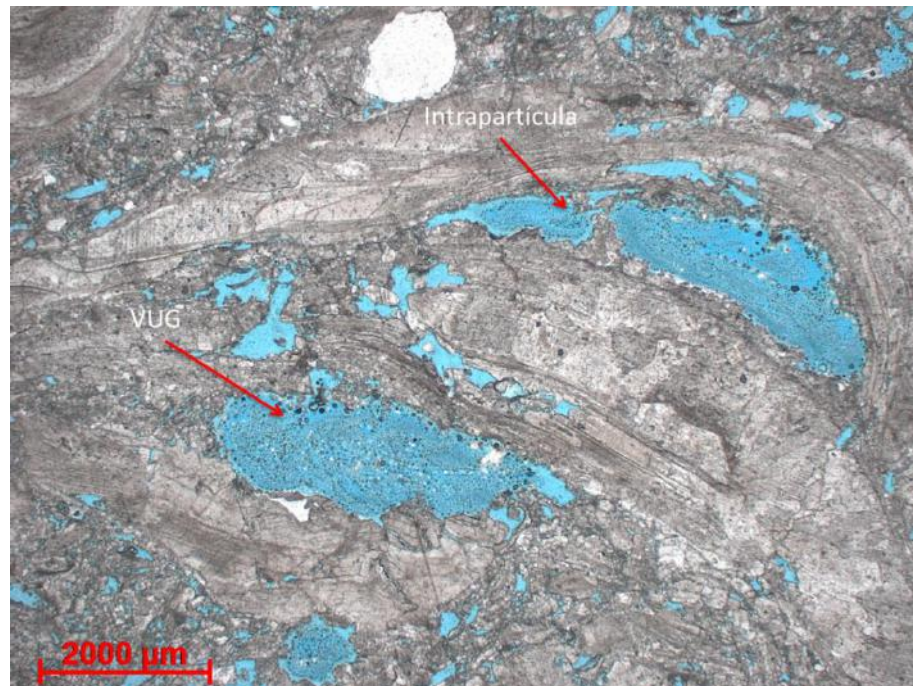
*Figura 42- As setas vermelhas indicam as conchas com bordas dissolvidas em que não é possível observar o cimento em franja, que pode ter sido dissolvido pela compactação química.*



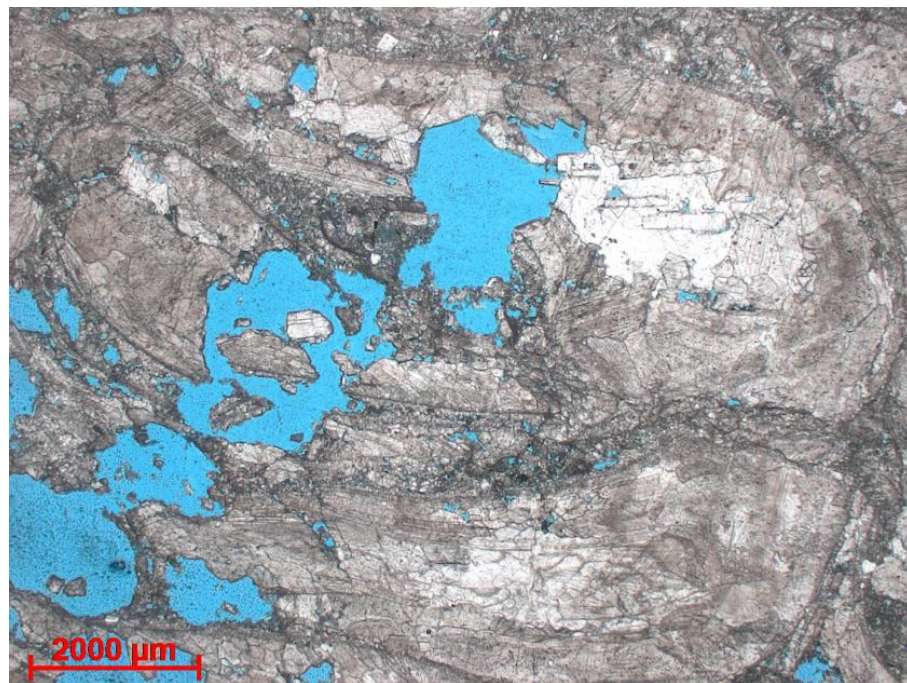


*Figura 43- A: Concha de bivalve em que é difícil o reconhecimento das suas características originais. B: Micrita recristalizada para microespar entre os grãos bioclásticos.*

A porosidade deste grupo aparenta ser seletiva nas conchas, pois estão muitas vezes parcialmente dissolvidas criando porosidade intrapartícula (35%) (Figura 44). A união de conchas parcialmente dissolvidas forma porosidade do tipo *vug* (30%), gerando megaporos de tamanho entre 4 e 5 mm (Figura 44 e 45). Entretanto, a conexão de concha dissolvida e micrita dissolvida também pode formar *vugs* neste grupo (Figura 45). Uma pequena porcentagem da porosidade é atribuída à porosidade do tipo interpartícula (15%) e do tipo intercrystalina (20%). A baixa permeabilidade deste grupo se deve a pouca quantidade de porosidade do tipo interpartícula ou intercrystalina observada, que facilitaria a conexão entre os poros aumentando assim a permeabilidade. A porosidade vugular está isolada e, portanto, não contribui para uma boa conexão dos poros.



*Figura 44- Poro do tipo intrapartícula e do tipo vug com dissolução de parte da concha e parte da micrita.*

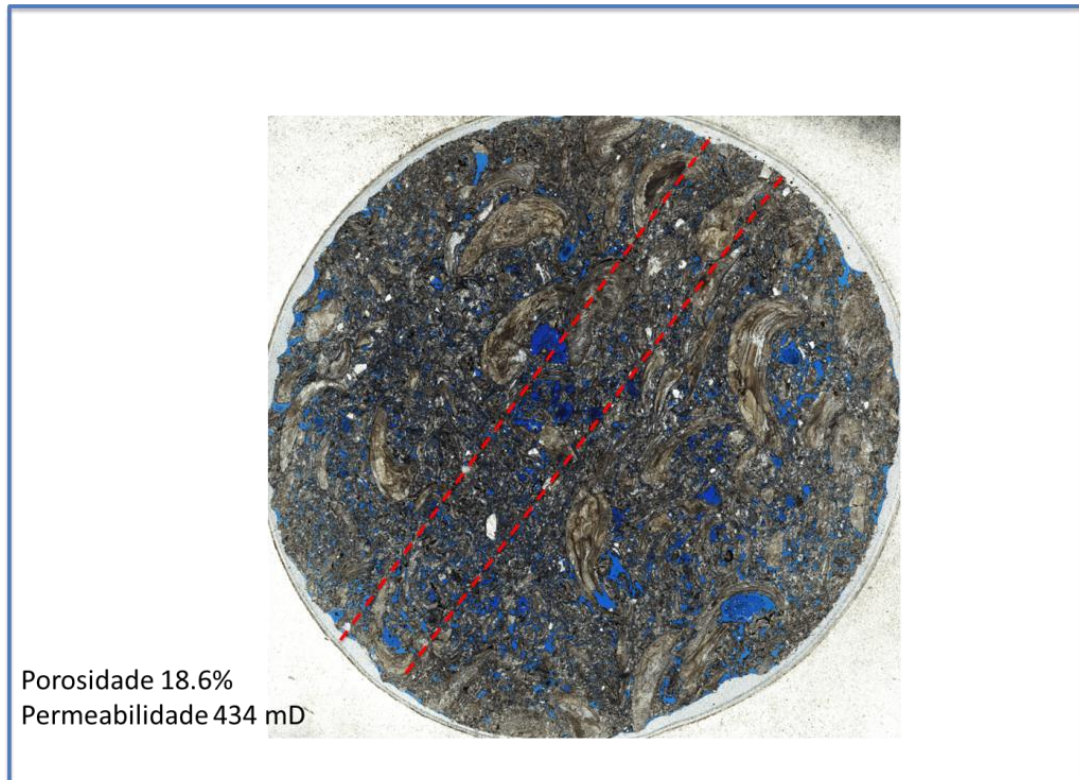


*Figura 45-Poro do tipo intrapartícula e do tipo vug.*

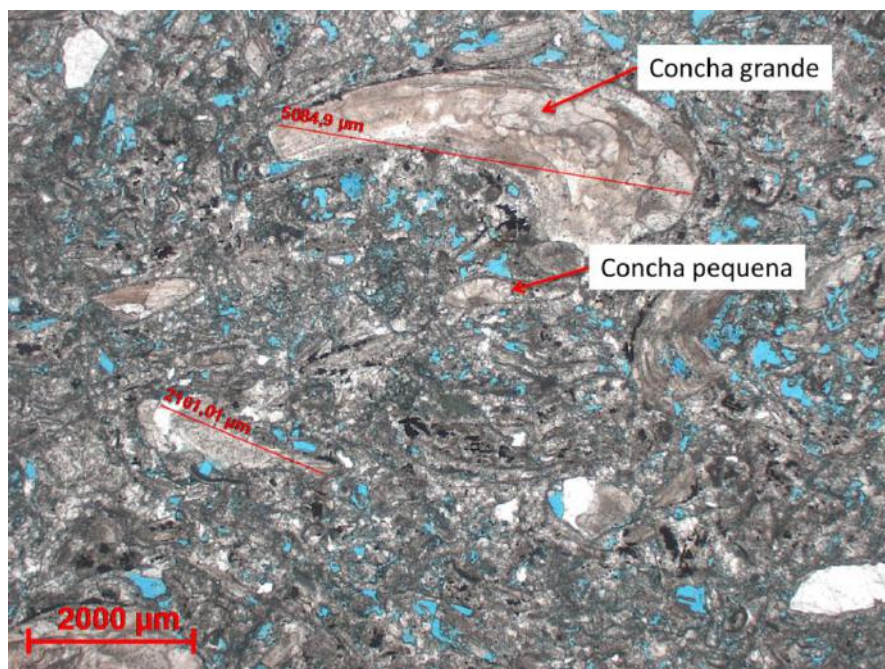
#### 6.4.2 Grupo com alta permeabilidade

Os bioclastos de bivalves e poucos ostracodes aparecem fragmentados em sua maioria, mas também há bioclastos não fragmentados, o tamanho varia de areia muito grossa a seixo médio, com predominância do tamanho seixo fino. As conchas apresentam-se orientadas, porém esta orientação é atribuída à compactação mecânica (Figura 46). A seleção é ruim e o empacotamento é denso. Uma característica deste grupo é a presença de conchas de tamanhos variados na mesma lâmina (Figura 47). Entre os grãos há principalmente micrita e raros grãos siliciclásticos, sobretudo quartzo e litoclasto, além de bioclastos muito fragmentados tamanho areia grossa. A porcentagem de micrita neste grupo é em torno de 20%. Este grupo corresponde à fácies Cf descrita por Tavares (2014), coquina fragmentada com pouca micrita.



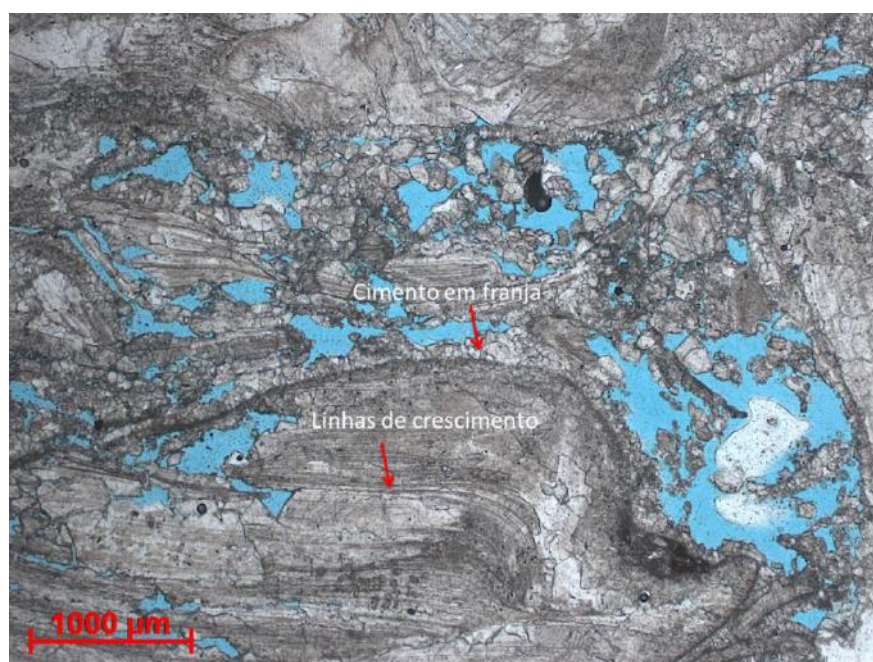


*Figura 46-Imagem geral da lâmina correspondente à amostra 1.2. As conchas parecem estar orientadas segundo a linha vermelha tracejada devido à compactação mecânica.*



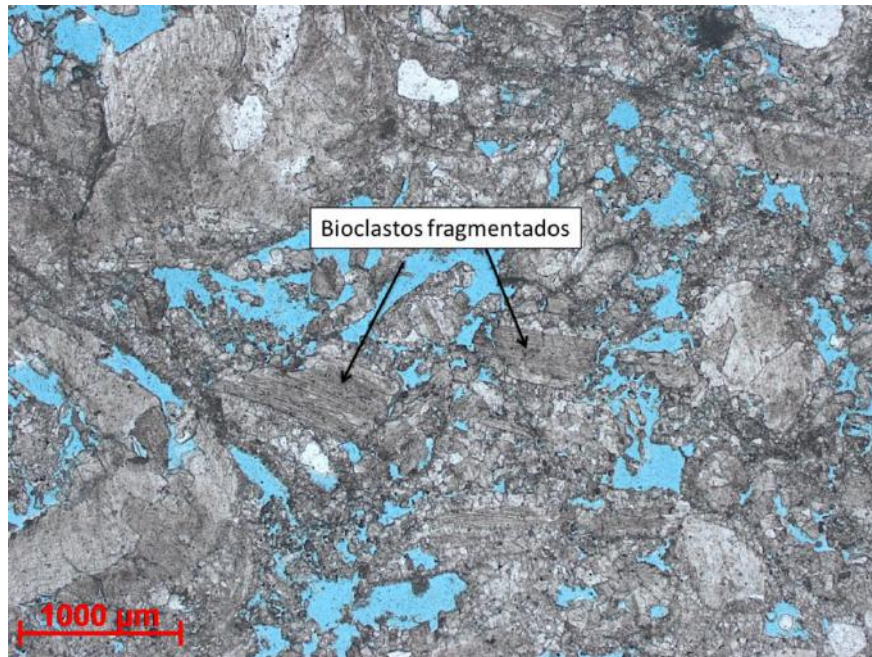
*Figura 47-Presença de conchas de diferentes tamanhos na mesma lâmina delgada, característica do grupo com alta permeabilidade.*

As conchas estão neomorfizadas e neste grupo é possível reconhecer as linhas de crescimento das conchas na maioria das amostras (Figura 48). As conchas aparecem fraturadas, porém neste grupo as fraturas estão alargadas e podem evoluir para uma porosidade do tipo intrapartícula e vugular. Ao redor das conchas aparecem envelopes de micrita e cimento isópaco calcítico em franja bem desenvolvido (Figura 48). Foram observados fragmentos de concha com cimento isópaco calcítico em franja, demonstrando que este cimento é precoce e os bioclastos sofreram transporte depois da precipitação deste cimento (Figura 49). Feições de compactação química foram encontradas, como contato suturado entre as conchas (Figura 50A) e superfícies de dissolução química (Figura 50B). Foram observadas também conchas fraturadas evidenciadas por compactação mecânica. A micrita aparece preenchendo o espaço entre os grãos bioclásticos e recristalizada para microespar e aparenta haver uma dissolução seletiva da micrita, pois em muitos casos é possível reconhecer “fantasmas” da micrita que foi dissolvida (Figura 51). Há ainda um cimento em mosaico, porém é muito difícil diferenciá-lo da esparita.

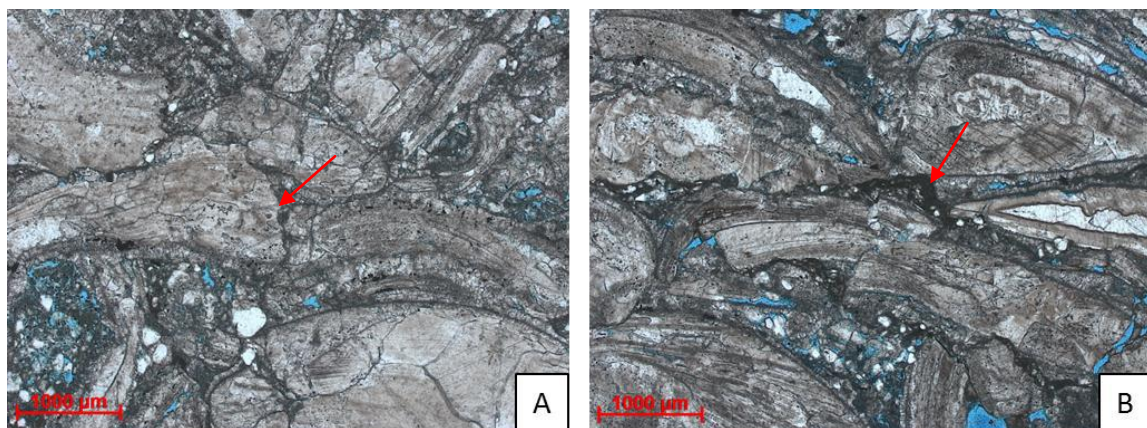


*Figura 48- Linhas de crescimento e cimento isópaco calcítico em franja bem desenvolvido observados em algumas conchas.*



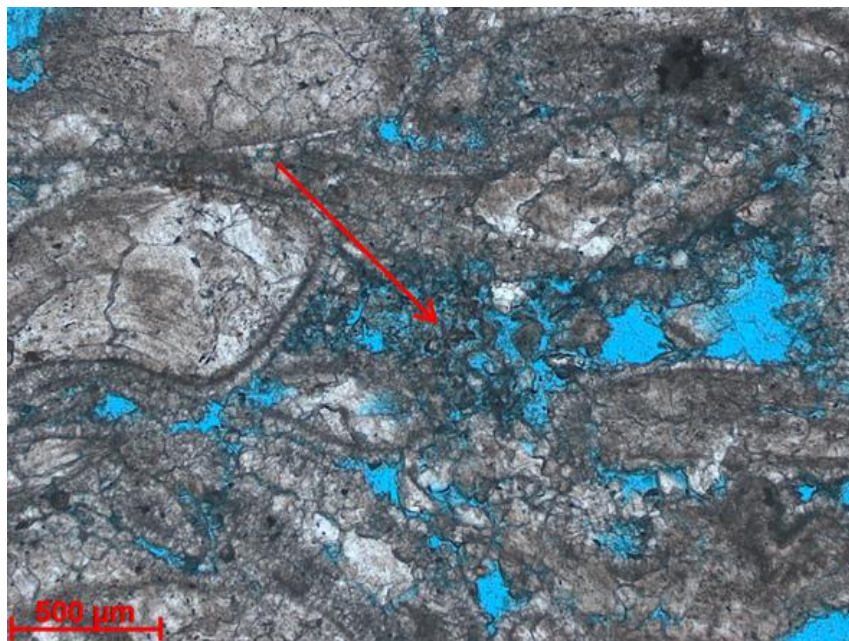


*Figura 49- Bioclastos com cimento calcítico em franja bem desenvolvido. Este cimento acompanha o fraturamento das conchas, demonstrando que a precipitação ocorreu anteriormente ao transporte das conchas.*



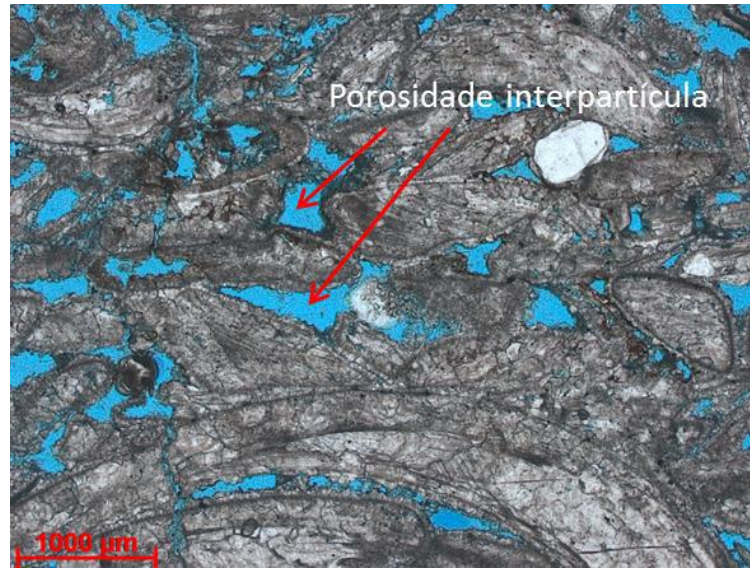
*Figura 50- A: Contato suturado indicado com a seta vermelha e B: Superfície de dissolução química indicado com a seta vermelha.*



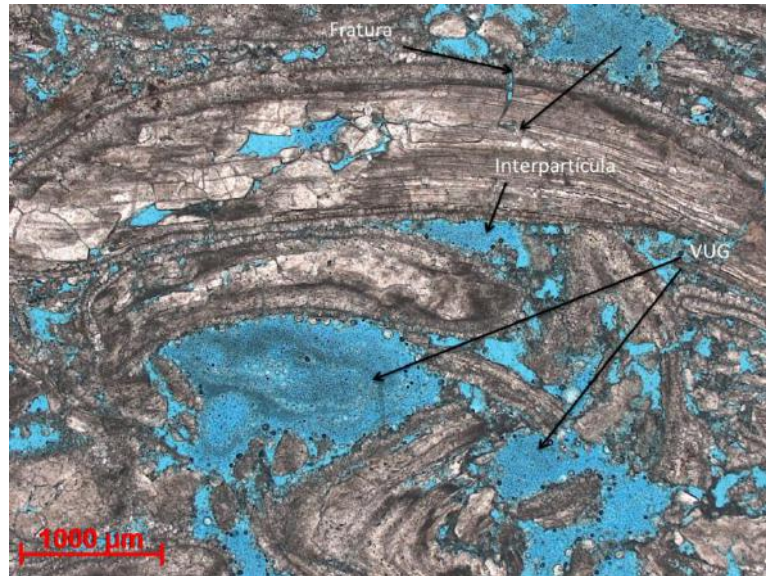


*Figura 51- “Fantasmas” da micrita situada entre os grãos que foi preferencialmente dissolvida.*

O tipo de poro predominante neste grupo é interpartícula (40%) (Figura 52 e 53). Há ainda poro intrapartícula (20%), poro tipo *vug* (20%) (Figura 53), intercristalina (10%), em fratura (5%) (Figura 53) e pouca quantidade de poro móldico nas conchas menores (5%). Como a maior parte do poro é interpartícula e vugular, estas podem contribuir significativamente para o aumento da permeabilidade nas amostras deste grupo. A presença de fraturas alargadas por dissolução pode ter permitido a percolação de fluidos, gerando poros intrapartícula e posteriormente conectando estes poros aos do tipo interpartícula e formando *vugs*. Este é um exemplo de modelo evolutivo do poro para as amostras do grupo com alta permeabilidade (Figura 54). A tabela 3 faz um resumo das principais características dos dois grupos petrofísicos e a figura 55 ilustra algumas diferenças sedimentológicas entre as amostras dos grupos petrofísicos.



*Figura 52- Porosidade interpartícula predominante nas amostras do grupo de alta permeabilidade.*



*Figura 53- Porosidades do tipo interpartícula, vugular e em fratura.*



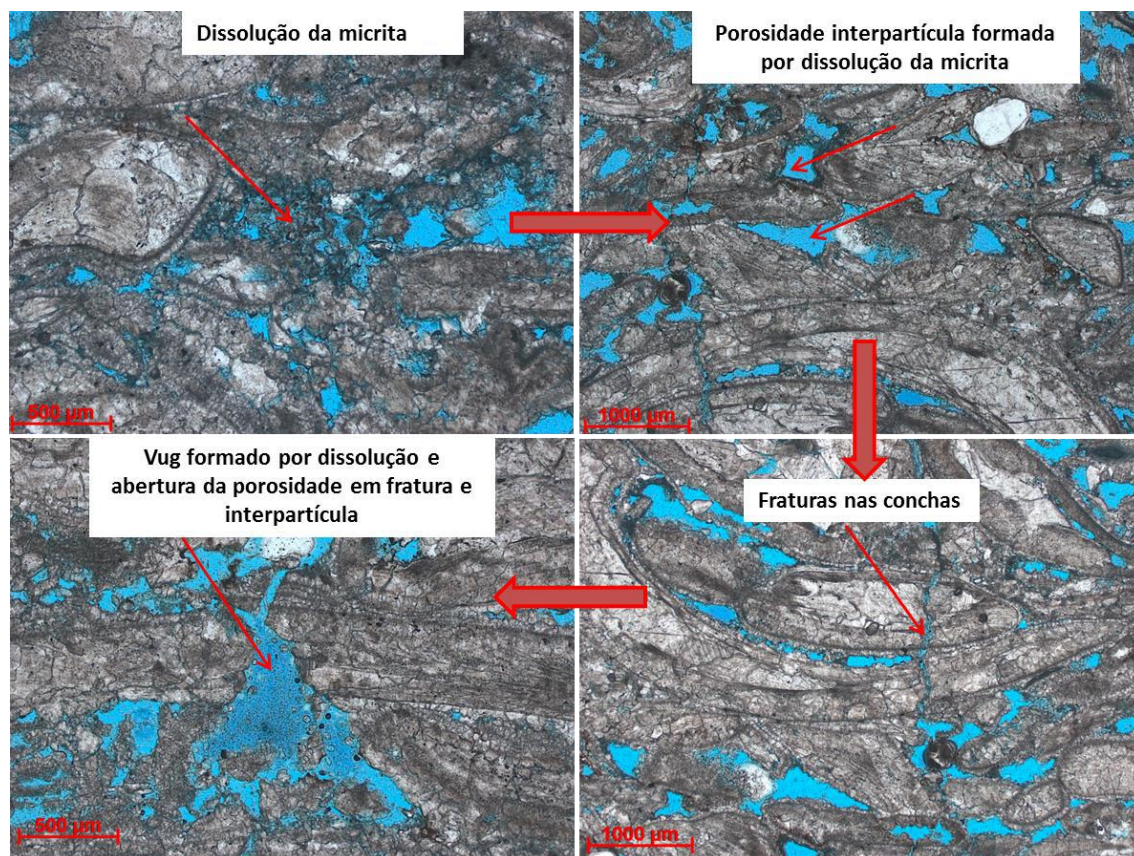
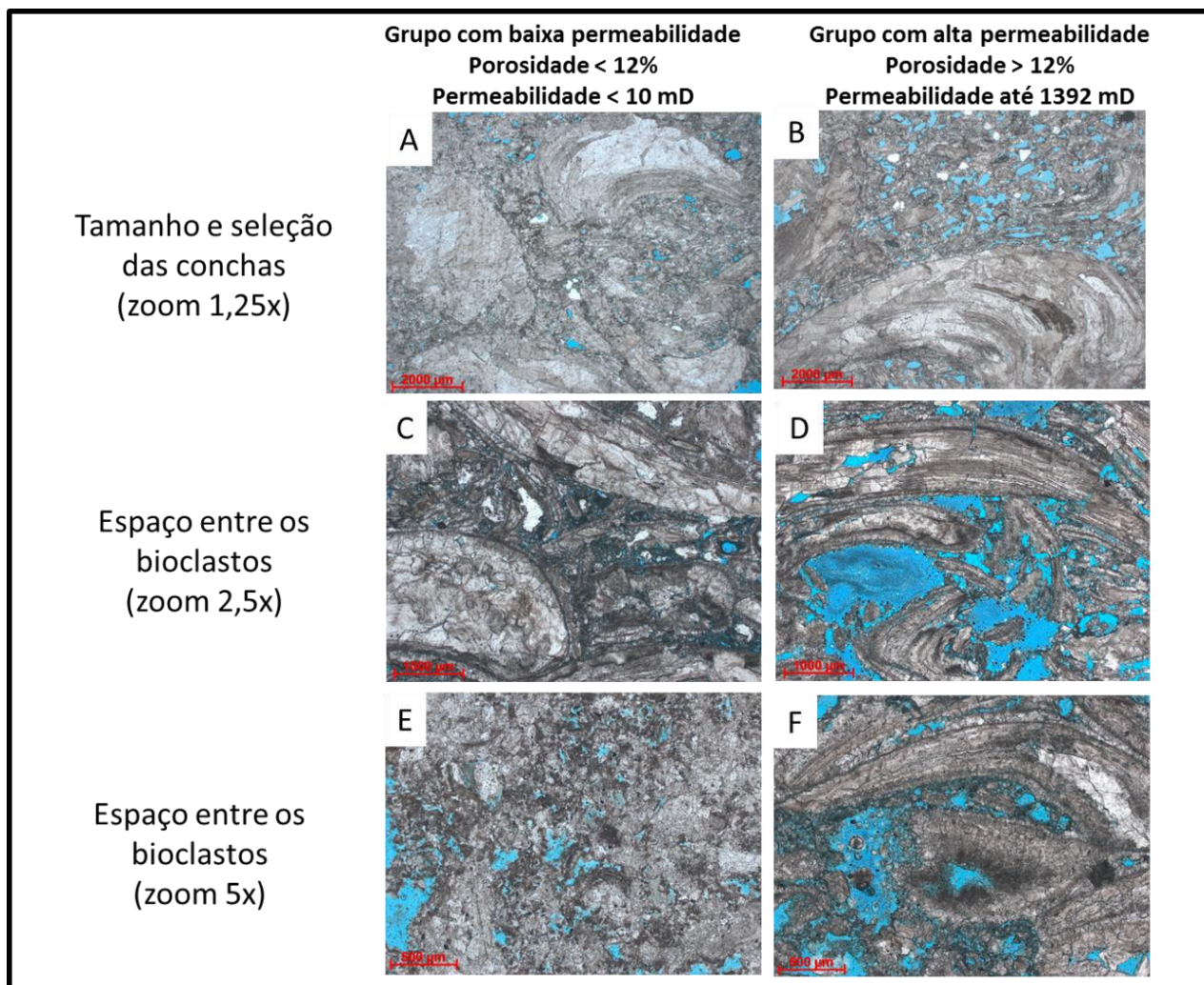


Figura 54- Quadro esquemático mostrando a evolução do poro no grupo com alta permeabilidade. Primeiro ocorreria à dissolução da micrita entre as conchas, aumentando a porosidade interpartícula. Depois a compactação sofrida pela rocha formaria fraturas que com a dissolução poderia gerar poros intrapartícula. A conexão destes poros intrapartícula com os poros interpartícula formaria vugs, o que aumentaria a permeabilidade da amostra.

*Tabela 3- Resumo das principais características observadas em cada grupo petrofísico*

<b>Grupo petrofísico</b>	Tamanho predominante dos bioclastos	Grau de fragmentação dos bioclastos	Percentual de micrita e de grãos siliciclásticos	Feições diagenéticas observadas	Tipos de poro observados
<b>Baixa permeabilidade (&lt; 10 mD)</b>	Seixo médio.	Conchas inteiras a pouco fragmentadas, em raros casos muito fragmentadas.	35% de micrita e grãos siliciclásticos traço de tamanho areia muito grossa.	Borda das conchas dissolvida, micritização, neomorfismo das conchas, recristalização da matriz micrítica, fratura nas conchas. Interior das conchas dissolvido total ou parcialmente, podendo ser preenchido por cimento tardio.	Intrapartícula (35%), vugular (30%), interpartícula (15%) e intercrystalina (20%).
<b>Alta permeabilidade (40-1000 mD)</b>	Seixo fino.	Pouco a muito fragmentados.	20% de micrita e grãos siliciclásticos traço de tamanho areia grossa.	Cimento em franja bem desenvolvido e micritização ao redor das conchas, fraturas nas conchas muitas vezes alargadas. Feições de compactação química e mecânica.	Interpartícula (40%), intrapartícula (20%), vugular (20%), intercrystalina (10%), em fratura (10%) e móldica (5%).





*Figura 55- Quadro ilustrando algumas diferenças encontradas entre as amostras pertencentes ao grupo com baixa permeabilidade e com alta permeabilidade. A: Conchas com tamanho predominante seixo grosso e seleção moderada enquanto que em B as conchas possuem tamanhos variados, portanto seleção ruim. C: Espaço entre os bioclastos com zoom de 2,5x é ocupado por micrita enquanto que em D o espaço entre os bioclastos está pouco preenchido. E: Espaço entre os bioclastos com zoom de 5x preenchido por micrita e cimento calcítico, sendo difícil a diferenciação enquanto que em F a micrita aparece em pouquíssima quantidade.*

#### 6.4.3 Diagênese versus porosidade

Algumas constatações feitas por Tavares (2014) são corroboradas neste trabalho e serão destacadas a seguir. A porosidade interpartícula parece ser predominantemente secundária e gerada a partir da dissolução preferencial da matriz na fácies Cm. Segundo Tavares (2014) a

porosidade interpartícula na fácies Cf seria primária, entretanto, foram encontrados “fantasmas” de micrita na fácies Cf do presente trabalho, o que indicaria dissolução da micrita e geração de porosidade interpartícula também nesta fácies. Portanto, a porosidade interpartícula na fácies Cf pode ser atribuída tanto à porosidade primária quanto à porosidade secundária, gerada pela dissolução da micrita. O cimento em franja observado no grupo petrofísico com alta permeabilidade aumenta a rigidez do arcabouço, o que facilitaria a preservação da pouca porosidade primária observada ou da porosidade secundária gerada (interpartícula por dissolução da micrita). As conchas neomorfizadas possuem a estrutura original melhor preservada no grupo com alta permeabilidade, enquanto que no grupo com baixa permeabilidade grande parte das conchas aparece parcialmente dissolvida e é difícil reconhecer a estrutura original da concha. As feições de compactação química encontradas no grupo com alta permeabilidade podem ser tanto um fator redutor da porosidade quanto um facilitador da dissolução e, portanto, da porosidade, pois pode formar um caminho preferencial para percolação de fluídos. A tabela 4 apresenta um quadro com o resumo das informações de geração e obliteração da porosidade.



*Tabela 4- Resumo dos fatores diagenéticos que controlam a geração e a obliteração da porosidade nas coquinas da camada 2b.*

<b>Fatores que controlam a porosidade/permeabilidade</b>	<b>Grupo com baixa permeabilidade</b>	<b>Grupo com alta permeabilidade</b>
<b>Principais processos de geração da porosidade secundária</b>	Geração de porosidade vugular e intrapartícula por dissolução, porém estes poros não estão conectados e não contribuem para a permeabilidade. Pequena quantidade de porosidade do tipo interpartícula devido a pouca dissolução da matriz micritica ou a cimentação posterior de calcita.	Dissolução da matriz micritica gerando porosidade interpartícula em grande quantidade. Cimento em franja torna o arcabouço rígido facilitando a preservação da porosidade interpartícula. Conchas com fraturas alargadas que muitas vezes conectam com porosidade do tipo interpartícula para formar vugs. Superfícies de dissolução podem ser um caminho facilitador para percolação de fluidos.
<b>Obliteração da porosidade</b>	Cimento calcítico em mosaico entre os poros, possivelmente obliterando a porosidade interpartícula. Cimento tardio (calcita hialina intramolde) reduzindo a porosidade intrapartícula/móldica.	Compactação mecânica e química podem reduzir a porosidade. O cimento em mosaico foi observado em raras ocasiões.

## 7 DISCUSSÃO

A explicação para a variação significativa da permeabilidade e do espaço poroso é ainda pouco esclarecida, podendo ser devido a fatores sedimentológicos (textura primária), devido a fatores diagenéticos (textura secundária) ou uma contribuição de ambos os fatores. Entretanto, algumas hipóteses podem ser sugeridas.

No que diz respeito ao paleoambiente, a camada 2b pode estar posicionada em uma plataforma carbonática de alta energia, no limite do nível base de onda de tempo bom do lago, segundo o modelo proposto por Tavares (2014) (Figura 56). Os grupos petrofísicos com baixa e alta permeabilidade estariam relacionados a pequenas variações no nível do lago. Como no grupo de baixa permeabilidade ( fácies Cm) as amostras apresentaram maior quantidade de micrita e menor grau de fragmentação, este grupo estaria ligado a períodos de menor energia e, portanto, momentos de nível do lago mais alto. Enquanto no grupo de alta permeabilidade ( fácies Cf) as conchas estão mais fragmentadas e o percentual de micrita é menor, este grupo poderia estar associado a momentos de maior energia com níveis do lago mais baixos, fazendo com que as conchas estivessem mais suscetíveis à ação de ondas e correntes, sofressem maior retrabalhamento e dessa maneira fossem mais fragmentadas.

Outra hipótese, já explicitada anteriormente, sugere que a diferença na permeabilidade está ligada a fatores diagenéticos, relacionada à dissolução seletiva da matriz e da percolação de fluídos nas fraturas, facilitando a dissolução, nos grupos com alta permeabilidade. Uma hipótese não exclui a outra e existe a possibilidade de que uma mescla das duas hipóteses supracitadas seja correta também.

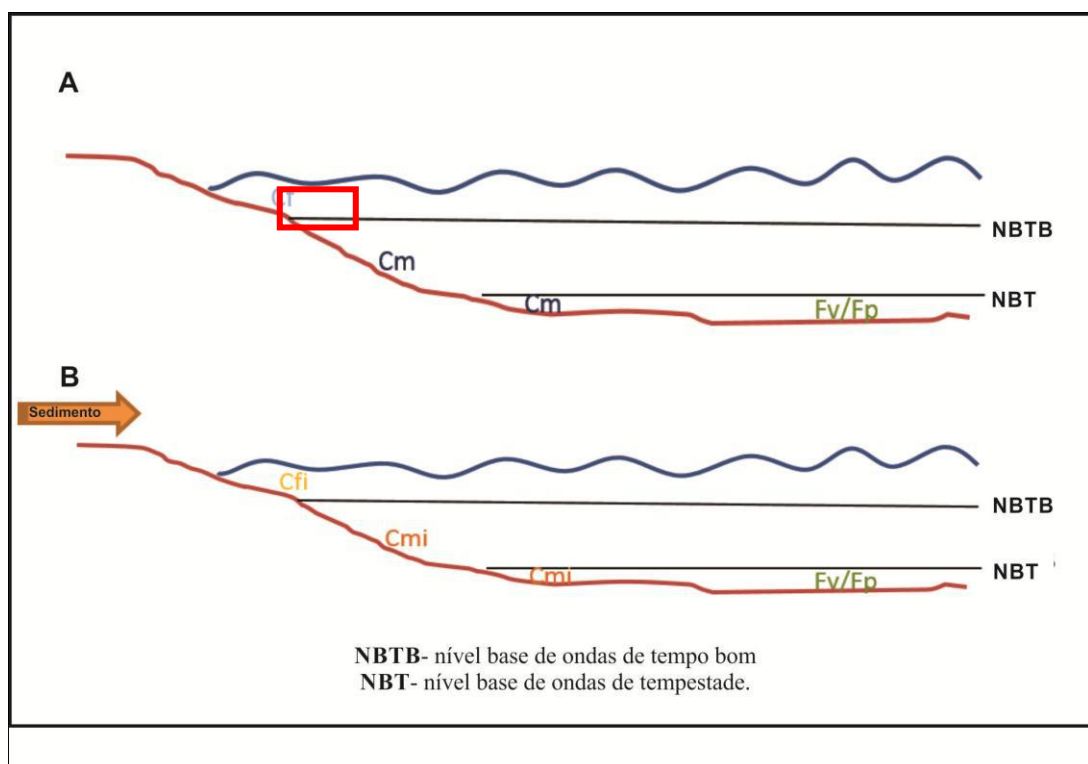


Figura 56- Modelo de fácies proposto por Tavares (2014). (A) Distribuição das fácies até 25m do perfil esquemático da pedreira ATOL, correspondente a rampa carbonática. (B) Distribuição das fácies após 25m, onde há um aumento do influxo de material siliciclástico. A possível localização da camada 2b está indicada pelo quadrado vermelho, no limite do nível base de ondas de tempo bom, onde se encontram as fácies Cf e Cm.

## 8 CONCLUSÃO

As amostras coletadas ao longo da camada 2b pertencem às fácies sedimentares Cm (Coquina inteira/fragmentada com micrita) e Cf (Coquina fragmentada com pouca micrita) e podem ser classificadas como calcirrudito de acordo com Grabau (1904). Apesar de possuírem características sedimentológicas similares, as coquinas da camada 2b englobam dois grupos petrofísicos distintos, diferenciados por seus valores baixos ou altos de permeabilidade. Esta propriedade varia significativamente ao longo da camada 2b e possui uma correlação positiva com a porosidade, ou seja, quando a porosidade aumenta a permeabilidade também aumenta. Apesar de ser bem representada pelo valor médio de 15%, a porosidade varia consideravelmente no espaço, fazendo com que existam grupos com diferentes valores predominantes de porosidade ao longo da camada 2b. Além do valor quantitativo, a porosidade varia também no sentido qualitativo, pois há grande heterogeneidade do seu espaço poroso com diversos tipos de poro reconhecidos na análise microscópica das amostras.

As características sedimentológicas observadas nas lâminas delgadas correspondentes às amostras da camada 2b apresentaram algumas diferenças entre os grupos de baixa e alta permeabilidade. O primeiro grupo apresentou um maior percentual de micrita, um menor grau de fragmentação dos bioclastos e uma melhor seleção dos bioclastos. Além disso, o cimento em franja ao redor das conchas é muito pouco espesso, sendo quase irreconhecível, e a micrita recristalizada para microespar ocupa grande parte do espaço entre os grãos. O fato das fraturas nas conchas não estarem alargadas e dos poros do tipo *vug* estarem, em lâmina delgada, isolados também dificultou a conexão dos poros e, portanto, a permeabilidade. Em contrapartida, no grupo com alta permeabilidade o percentual de micrita é menor, com um

maior grau de fragmentação dos bioclastos e uma pior seleção dos bioclastos. As evidências de dissolução da matriz micritica (presença de micrita “fantasma”) levanta a hipótese de que a porosidade interpartícula, existente em grandes porcentagens neste grupo e principal responsável pela alta permeabilidade, pode ter sido formada tanto na deposição dos sedimentos, com o arranjo original da rocha, ou após a sedimentação e durante a diagênese com a dissolução seletiva da matriz.

Este trabalho destaca a heterogeneidade das coquinas como rocha-reservatório no que diz respeito as suas propriedades petrofísicas básicas como porosidade e permeabilidade. Ao longo de uma extensão de apenas 10 metros estas propriedades variam muito e são correlacionáveis por apenas 0,60 m ou 60 cm. Esta correlação de 60 cm (*range* do variograma) é pequena se comparada com as distâncias utilizadas para correlação na modelagem de reservatórios de carbonatos atualmente. De acordo com Meddaugh (2010), o *range* utilizado atualmente na indústria varia de 300 a 6460 metros. Um estudo integrado da petrofísica com a sedimentologia através das lâminas delgadas torna-se essencial para identificar através da classificação do espaço poroso a evolução do poro e o motivo de se ter maior permeabilidade em algumas amostras, auxiliando na compreensão do reservatório. Porém, as razões sedimentológicas e diagenéticas de existirem estas diferenças no espaço poroso e, portanto, na permeabilidade, necessitam de maiores estudos para melhorar seu entendimento, havendo então muito trabalho para pesquisas futuras.

## 9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional do Petróleo, 2013. Brazil PRE-SALT, Libra, Geological Assessment. Rio de Janeiro. Disponível em: <[http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/Seminarios\\_P1/Apresentacoes/partilha1\\_tecnico\\_ambiental\\_ingles.pdf](http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/Seminarios_P1/Apresentacoes/partilha1_tecnico_ambiental_ingles.pdf)>. Acesso em 19/11/2013.

ARCHIE, G.E. Introduction to petrophysics of reservoirs rocks and petrophysical considerations. **American Association of Petroleum Geologists, Bulletin** 34, 1950.

AZAMBUJA, N.C.; ARIENTI, L.M.; CRUZ, F.E.G., Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas, Passive Margin Basin, Brazil. The 1998 **American Association of Petroleum Geologists** International Conference and Exhibition. p.113, 1998.

CÂMARA, R.N. **Caracterização petrofísica de coquinas da Formação Morro do Chaves (Barremiano/Aptiano), intervalo Pré-Sal da Bacia de Sergipe- Alagoas**. 2013. 112f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CAMPOS NETO, O.P.A.; LIMA, W.S.; CRUZ, F.E.G.. Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências Petrobrás**, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p.405–415, 2007.

CASTRO, P.T.A. **Fatores que Controlam a Deposição nas Coquinas nas Sequências Rifte em Bacias da Margem Leste Brasileira**. 1988. 164f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia. Departamento de geologia da Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto.

CORBETT, P.W.M., Carbonate Petrophysics for Reservoir Characterization. ABGP Short Course Notes, Heriot-Watt University, Edinburgh, Scotland, 2013.

CORBETT, P. W. M.; POTTER, D. Petrotyping: A basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction. **SCA Annual Conference**, Abu Dabhi, p.01-12, 2004.

CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C. Geologic Nomenclature e Classification of Porosity in sedimentary carbonates. **The American Association of Petroleum Bulletin**. Vol. 54 n° 2, p.207-250, 1970.

FIGUEIREDO, A.M.F. **Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil**, 1981. Tese (Doutorado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia, The University of Texas, Austin, Texas, United States.

FOLK, R.L. Some aspects of recrystallization of ancient limestones. In: Pray, L.C. & Murray, R.C. (eds.). **Dolomitization and limestone diagenesis**: Special Publication of Soc. Econ.Paleont. Miner., 1965, v.13, p.14–48.

GRABAU, A.W. On The Classification of Sedimentary Rocks. **American Geologist**, v. 33, p. 228–247, 1904.

LANA, M.C. Bacia de Sergipe-Alagoas: Uma Hipótese de Evolução Tectono-Sedimentar. In: GABAGLIA, G.P.R.; MILANI, E.J. (Eds.). **Origem e Evolução de Bacias Sedimentares**. Rio de Janeiro: Editora Gávea, 1990.

MEDDAUGH, W.S., Semivariogram Parameters for Carbonate Reservoirs- Geological Variability and Potential Impact on Dynamic Modeling. EAGE Conference & Exhibition, 72, 2010, Barcelona, p046.

TAVARES, A. C. G. **Fácies diagenéticas em coquinas da Formação Morro do Chaves (Barremiano-Aptiano, Bacia de Sergipe-Alagoas)**. 2014. 192f. Dissertação (Mestrado em Geologia)- Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

TEIXEIRA, B. F. **Coquinas da Formação Morro do Chaves (Cretáceo Inferior), seção rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas**. 2012. 143f. Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro.

SCHÄFER, W. Ecology and Paleocology of Marine Environments. Chicago: The University of Chicago Press, 1972, 568p.

SHOIER, A., **Modeling and evaluating different water flooding strategies for a coquinas carbonate reservoir based on a modern day analogue**. 2014. 38f. Trabalho final de curso (mestrado em gestão e avaliação de reservatórios), Instituto de Engenharia de Petróleo, Heriot-Watt University, Edimburgo, Escócia.

SOUZA-LIMA, W.; ANDRADE, E. J.; BENGTON, P.; GALM, P. C. A Bacia de Sergipe- Alagoas: Evolução geológica, estratigráfica e conteúdo fóssil. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix, 2002. 34 p.